

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 事故シナシスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシスグループ内の事故シナシス</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シナシスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。</p> <p>(2) 事故シナシスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生した場合に、原子炉トリップに失敗する。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シナシスグループ</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 事故シナシスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシスグループ内の事故シナシス</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シナシスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。</p> <p>(2) 事故シナシスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生するとともに、原子炉停止機能が喪失し、原子炉トリップができなくなる。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シナシスグループ</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 事故シナシスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシスグループ内の事故シナシス</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シナシスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡 事象+原子炉停止失敗」、②「小破断 LOCA+原子炉停止失敗」、③「中破断 LOCA+原子炉停止失敗」及び④「大破断 LOCA+原子炉停止失敗」である。</p> <p>(2) 事故シナシスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。</p> <p>このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シナシスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シナシスグループである。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シナシスグループ</p>	<p>7.1.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>7.1.5.1 事故シナシスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシスグループ内の事故シナシス</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シナシスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シナシスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。</p> <p>このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シナシスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シナシスグループである。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シナシスグループ</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）</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】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>ブでは、主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により1次冷却系の過圧を防止することで、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シークエンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するためにほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。</p>	<p>ブでは、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制し、1次系の過圧を防止することにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シークエンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するために緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。</p>	<p>ブでは、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。</p> <p>また、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シークエンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対し、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替制御棒挿入機能又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、制御棒挿入機能喪失時の ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）（以下「自動減圧系作動阻止機能」という。）及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シークエンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒</p>	<p>ブでは、主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により1次冷却系の過圧を防止することで、炉心損傷の防止を図り、ほう酸注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。</p> <p>また、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シークエンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）（以下「ATWS 緩和設備」という。）を整備し、安定状態に向けた対策として、未臨界を確保するためにほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮を整備するとともに、炉心を冷却するために余熱除去系による冷却を整備する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p>	<p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>対策の概略系統図を第2.5.1図に、対応手順の概要を第2.5.2図から第2.5.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.5.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.5.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計14名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.5.5図及び第2.5.6図に示す。</p> <p>a. 原子炉自動トリップ不能の判断</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能</p>	<p>対策の概略系統図を第2.5.1.1図に、対応手順の概要を第2.5.1.2図から第2.5.1.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.5.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計14名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に駐在している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.5.1.5図及び第2.5.1.6図に示す。</p> <p>a. 原子炉自動トリップ不能の判断</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも係わらず、原子炉トリップしゃ断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断</p>	<p>挿入機能には期待しないものとする。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.5.1図から第2.5.3図に、手順の概要を第2.5.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.5.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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2.5.5図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第7.1.5.1図に、手順の概要を第7.1.5.2図から第7.1.5.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.5.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計8名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員2名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は4名である。必要な要員と作業項目について第7.1.5.5図及び第7.1.5.6図に示す。</p> <p>a. 原子炉自動トリップ不能の判断</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されないことが原子炉トリップ遮断器表示「入」又は制御棒炉底位置表示不点灯により確認され、出力領域中性子束指示が入</p>	<p>【大阪、高浜】                  体制の相違                  ・シングルプラント                  とツインプラントによる相違を除けば、対応内容、要員数ともに同等</p> <p>【女川】                  事故シーケンスの相違                  ・泊では重要事故シーケンス以外の事故シーケンスは抽出されていない</p> <p>【大阪、高浜】                  記載方針の相違                  ・泊では制御棒が挿入されない場合の確</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>を判断する。</p> <p>原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。</p> <p>原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. ATWS 緩和設備の作動及び作動状況確認</p> <p>ATWS 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。また、タービントリップ及び主蒸気隔離弁の閉による1次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されて</p>	<p>する。</p> <p>原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。</p> <p>原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. ATWS 緩和設備の作動及び作動状況確認</p> <p>ATWS 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気隔離弁閉止、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。また、タービントリップ及び主蒸気隔離弁閉止による1次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制</p>	<p>原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ2台全てがトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p>b. 格納容器圧力上昇による ECCS 起動確認</p> <p>逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])により、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)が自動起動する。</p>	<p>5%以上又は中間領域起動率指示が正である場合には、原子炉自動トリップ不能を判断する。</p> <p>原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。</p> <p>原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. ATWS 緩和設備の作動及び作動状況確認</p> <p>ATWS 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。また、タービントリップ及び主蒸気隔離弁の閉による1次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されて</p>	<p>認事項を明確化（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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>いることを確認する。                      (添付資料 2.5.1)                      ATWS 緩和設備の作動状況確認に必要な計装設備は、<b>蒸気発生器水位(狭域)</b>等である。                      また、1次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、<b>1次冷却材圧力</b>等である。</p> <p>c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離                      緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また、<b>原子炉補給水補給ライン流量制御弁「閉」</b>の確認及び1次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。</p> <p>緊急ほう酸濃縮の<b>確認</b>に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。</p>	<p>されていることを確認する。                      (添付資料 2.5.1)                      ATWS 緩和設備の作動状況確認に必要な計装設備は、<b>蒸気発生器狭域水位</b>等である。                      また、1次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、<b>1次冷却材圧力</b>等である。</p> <p>c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離                      緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また、<b>原子炉補給水補給流量制御弁「閉」</b>の確認及び1次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。</p> <p>緊急ほう酸濃縮に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。</p>	<p>ECCS の起動を確認するために必要な計装設備は、<b>各系統のポンプ出口流量</b>等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持                      原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動する。主蒸気隔離弁の閉止により、主復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。                      原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、<b>原子炉水位(広帯域)</b>、<b>各系統のポンプ出口流量</b>等である。</p> <p>d. 自動減圧系作動阻止機能作動確認                      「中性子束高(10%以上)かつ「原子炉水位低(レベル2)」信号により自動減圧系及び代替自動減圧回路の作動が阻止されることを確認する。</p>	<p>いることを確認する。                      (添付資料 7.1.5.1)                      ATWS 緩和設備の作動状況を確認するために必要な計装設備は、<b>蒸気発生器水位(狭域)</b>等である。                      また、1次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、<b>1次冷却材圧力(広域)</b>等である。</p> <p>c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離                      緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また、<b>1次系純水補給ライン流量制御弁「閉」</b>の確認及び1次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。</p> <p>緊急ほう酸濃縮を確認するために必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。</p>	<p>【高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設備名称の相違</p>

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>d. 原子炉未臨界状態の確認</p> <p>出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。</p> <p>原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。</p> <p>e. 1次冷却系の減温、減圧</p> <p>原子炉安定後の操作として補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気逃が</p>	<p>d. 原子炉未臨界状態の確認</p> <p>「出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負」であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。</p> <p>原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力・温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。</p> <p>e. 1次系減温、減圧</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレィ弁により、1次系の</p>	<p>自動減圧系作動阻止機能作動の確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>e. 高圧炉心スプレィ系水源自動切替確認</p> <p>「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレィ系の水源が復水貯蔵タンクよりサブプレッションプール側へ自動で切り替わることを確認する。</p> <p>高圧炉心スプレィ系水源自動切替えを確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室水位等である。</p> <p>f. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作</p> <p>原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。</p> <p>原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタ等である。</p> <p>g. 高圧炉心スプレィ系水源切替操作</p> <p>サブプレッションプール水温 80℃到達を確認後、中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレィ系の水源</p>	<p>d. 原子炉未臨界状態の確認</p> <p>出力領域中性子束指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。</p> <p>原子炉の未臨界状態を確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。</p> <p>e. 1次冷却系の減温、減圧</p> <p>原子炉安定後の操作として補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気逃が</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p>

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>し弁及び加圧器スプレイ弁を開操作することにより、1次冷却系の減温、減圧を実施する。</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等であり、1次冷却系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>f. 余熱除去系による炉心冷却</p> <p>長期対策として、1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度（広域）計指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p> <p>(添付資料 2.5.2)</p>	<p>減温・減圧を実施する。</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等であり、1次系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>f. 余熱除去系による炉心冷却</p> <p>長期対策として、1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度（広域）計指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p> <p>(添付資料 2.5.2)</p>	<p>をサブプレッションプール側から復水貯蔵タンク側へ切り替える。</p> <p>高圧炉心スプレイ系水源切替操作を確認するために必要な計装設備は、サブプレッションプール水温度等である。</p> <p>h. 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転</p> <p>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サブプレッションプール水温が上昇する。サブプレッションプール水温が 32℃以上の場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)の運転を開始し、格納容器除熱を開始する。</p> <p>残留熱除去系による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量及びサブプレッションプール水温度である。</p> <p>以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>し弁及び加圧器スプレイ弁を開操作することにより、1次冷却系の減温、減圧を実施する。</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、補助給水流量等であり、1次冷却系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域—高温側）等である。</p> <p>f. 余熱除去系による炉心冷却</p> <p>1次冷却材圧力（広域）指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材温度（広域—高温側）指示 177℃未満となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域—高温側）等である。</p> <p>以降、炉心冷却は余熱除去系により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により原子炉格納容器スプレイ設備が起動することで、原子炉格納容器除熱を継続的に行う。</p> <p>(添付資料 7.1.5.2)</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 運用の相違（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違・泊ではC/V スプレイによるC/V健全性維持について記載（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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ATWS 緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドブプラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出、2次側水位変化・ドライアウト及び2次側給水が重要現象となる。</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る1次冷却系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コード SPARKLE-2 により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確</p>	<p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ATWS 緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドブプラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出、2次側水位変化・ドライアウト及び2次側給水が重要現象となる。</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る1次系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コード SPARKLE-2 により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確</p>	<p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブプラ / ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化、気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサブプレッション・プール水冷却が重要現象となる。</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るプラント動特性解析コード REDY 及び単チャンネル熱水力解析コード SCAT により中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サブプレッションプルール水温、格納容器圧力等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確</p>	<p>7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ATWS 緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドブプラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出、2次側水位変化・ドライアウト及び2次側給水が重要現象となる。</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る1次冷却系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コード SPARKLE-2 により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確</p>	<p>【大阪、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】                  重要現象の相違                  ・重要事故シーケンス及び使用する解析コードの相違により重要現象が異なる</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「2.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5.2表及び第2.5.3表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.5.3)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心熱出力                      炉心熱出力の初期値は、定格値(3,411MWt)を用いる。</p> <p>(b) 1次冷却材圧力                      1次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。</p> <p>(c) 1次冷却材平均温度                      1次冷却材平均温度の初期値は、定格値(307.1℃)を用いる。</p> <p>【比較のため(e)を移動】</p>	<p>かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「2.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5.2.1表及び第2.5.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.5.3)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心熱出力                      炉心熱出力の初期値は、定格値(2,652MWt)を用いる。</p> <p>(b) 1次冷却材圧力                      1次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。</p> <p>(c) 1次冷却材平均温度                      1次冷却材平均温度の初期値は、定格値(302.3℃)を用いる。</p>	<p>かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「7.1.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 7.1.5.3)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心流量                      代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による出力抑制効果が小さく、また、初期ボイド率が大きいことで圧力上昇時の出力上昇が大きくなる低流量側の流量である30,300t/h(定格流量の85%)を設定する。</p> <p>【参考のため減速材温度係数を泊と同じくMOX燃料を装荷し、炉心設計を包絡する値</p>	<p>かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「7.1.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.5.2表及び第7.1.5.3表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 7.1.5.3)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心熱出力                      炉心熱出力の初期値は、定格値(2,652MWt)を用いる。</p> <p>(b) 1次冷却材圧力                      1次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。</p> <p>(c) 1次冷却材平均温度                      1次冷却材平均温度の初期値は、定格値(306.6℃)を用いる。</p>	<p>【大飯、高浜】                      評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯】                      設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      設計の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>(e) 減速材温度係数</p> <p>ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を厳しくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-16pcm/°Cを設定する。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「2.5.3(3) 感度解析」において、減速材温度係数初期値を-16pcm/°Cとした場合の感度解析を基に影響を確認することとする。</p> <p>なお、2ループ、3ループ及び4ループプラントの炉心に対して標準的に用いている減速材温度係数初期値である-13pcm/°Cについても評価する。</p> <p>(添付資料 2.5.4)</p>	<p>(d) 減速材温度係数</p> <p>減速材温度係数の初期値は、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき、MOX燃料の装荷及び解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が最も小さくなるよう、炉心のほう素濃度を高めることにより-13pcm/°C（標準値）に設定する。</p> <p>なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。</p>	<p>を採用している玄海3/4号炉を記載】</p> <p>(d) 減速材温度係数</p> <p>減速材温度係数の初期値は、ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化及び取替炉心のばらつき等のプラント特性並びに解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう-16pcm/°Cに設定するものとする。</p>	<p>(d) 減速材温度係数</p> <p>ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を厳しくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/°Cを設定する。</p> <p>(添付資料 7.1.5.4)</p>	<p>【高浜】                  評価方針の相違                  ・泊の減速材温度係数の初期値は、炉心設計を包絡する値を用いる（大飯、玄海と同様）                  【大飯、高浜】                  解析条件の相違                  ・泊と大飯では平衡炉心の評価値の違いにより減速材温度係数初期値の設定値が異なるが、設定の考え方は同様                  ・高浜は減速材温度係数初期値を2,3,4ループプラントの炉心に対して標準的に用いている-13pcm/°Cに設定                  【大飯】                  評価方針の相違                  ・大飯は当初-13pcm/°Cで評価したが、大飯の炉心設計を包絡する値として-16pcm/°Cを設定し評価しなおした                  ・なお、大飯は-13pcm/°Cの評価結果を、同時並行的に実施していた工認審査における一部の評</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(d) ドップラ特性</p> <p>ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮している。</p>	<p>(e) ドップラ特性</p> <p>ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した炉心とMOX燃料を装荷した炉心の特性を考慮し、正の反応度帰還効果が大きくなる特性（標準値）を設定する。</p>		<p>(e) ドップラ特性</p> <p>ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合酸化物燃料を装荷した炉心の特性を考慮し、正の反応度帰還効果が大きくなる特性を設定する。</p>	<p>無条件に使用しているため、-13pcm/°Cの記載についても残している（大飯独自）</p> <p>・泊も申請当初は-13pcm/°Cで評価していたが、-18pcm/°Cを設定し全ての評価をやり直したため、-13pcm/°Cの評価結果は不要（玄海と同様）なお1次冷却材温度が高めの泊や4ループプラントでは、-13pcm/°Cの条件にて不確かさを考慮した感度解析を実施した場合には、結果が厳しいものとなる。-18pcm/°Cは泊の炉心設計を包絡する値であり、設定として妥当である。</p> <p>【大飯】                      設計の相違                      ・大飯はMOX燃料を装荷しないため、ウラン燃料平衡炉心の特性を考慮したドップラ特性としている                      ・MOX燃料を装荷する泊はMOX燃料を装荷した炉心特性の方が</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>(f) 対象炉心                      ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性を考慮した炉心を用いる。                      (添付資料1.5.2)</p> <p>b. 事故条件                      (a) 起回事象                      i. 主給水流量喪失                      起回事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。                      ii. 負荷の喪失                      起回事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      原子炉停止機能が喪失するものとする。</p>	<p>(f) 対象炉心                      ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性を考慮した炉心を用いる。                      (添付資料1.5.2、2.5.4、2.5.5)</p> <p>b. 事故条件                      (a) 起因条件                      i. 主給水流量喪失                      起回事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。                      ii. 負荷の喪失                      起回事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      原子炉停止機能が喪失するものとする。</p>	<p>b. 事故条件                      (a) 起回事象                      起回事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定                      i. 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する                      ii. 手動での原子炉スクラムは実施できないものと仮定する                      iii. 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する</p>	<p>(f) 対象炉心                      ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性を考慮した炉心を用いる。                      (添付資料6.5.2、7.1.5.5)</p> <p>b. 事故条件                      (a) 起回事象                      i. 主給水流量喪失                      起回事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。                      ii. 負荷の喪失                      起回事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      i. 原子炉停止機能喪失として原子炉トリップ失敗を仮定する。                      ii. 手動での原子炉トリップは実施できないものと仮定する。</p>	<p>ウラン燃料平衡炉心の特性よりも厳しくなるため、保守的に正の反応度帰還効果が大きくなるドブプラー特性としている                      (高浜と同様)                      【高浜】                      記載内容の相違                      ・泊は個別資料を実施しているため、標準値に係る記載をしない(大飯と同様)</p> <p>【大飯、高浜】                      記載方針の相違(女川実績の反映)</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>(c) 外部電源 外部電源は<b>ある</b>ものとする。</p> <p>外部電源がある場合、1次冷却材ポンプの運転が継続され、1次冷却材流量が低下しない。このため、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、<b>圧力評価上厳しくなる。</b></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) ATWS 緩和設備 原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。ATWS 緩和設備の作動信号は、「<b>蒸気発生器水位低</b>」信号によるものとし、水位は狭域水位7%を作動設定点とする。</p> <p>(b) 主蒸気ライン隔離</p>	<p>(c) 外部電源 外部電源は<b>ある</b>ものとする。</p> <p>外部電源がある場合、1次冷却材ポンプの運転が継続され、1次冷却材流量が低下しない。このため、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、<b>圧力評価上厳しくなる。</b></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) ATWS 緩和設備 原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。ATWS 緩和設備の作動信号は、「<b>蒸気発生器水位異常低</b>」信号によるものとし、水位は狭域水位7%を作動設定点とする。</p> <p>(b) 主蒸気ライン隔離</p>	<p>(c) 評価対象とする炉心の状態 評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。 (添付資料 2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は<b>使用できる</b>ものとする。 外部電源がある場合、<b>事象発生と同時に給復水及び再循環ポンプがトリップしない</b>ことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇の観点で事象進展が<b>厳しくなる。</b></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、<b>最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</b></p> <p>(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能は、<b>原子炉圧力高(7.35MPa[gage])又は原子炉水位低(レベル2)信号により再循環が</b></p>	<p>(c) 外部電源 外部電源は<b>使用できる</b>ものとする。 外部電源がある場合、1次冷却材ポンプの運転が継続され、1次冷却材流量が低下しない。このため、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、<b>1次冷却材圧力の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</b></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) ATWS 緩和設備 原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。ATWS 緩和設備の作動信号は、「<b>蒸気発生器水位低</b>」信号によるものとし、水位は狭域水位7%を作動設定点とする。</p> <p>(b) 主蒸気ライン隔離</p>	<p>【女川】 設計方針・記載箇所の相違 ・泊の評価対象とする炉心は女川同様平衡炉心だが、減速材温度係数及びドロップラ特性を保守的に厳しい設定とした炉心特性としておりa初期条件に記載</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】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【高浜】 設計の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>主蒸気ライン隔離は、ATWS 緩和設備作動設定点到達の17秒後に隔離完了するものとする。</p> <p>(c) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台は、ATWS 緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>主蒸気ライン隔離は、ATWS 緩和設備作動設定点到達の17秒後に隔離完了するものとする。</p> <p>(c) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台は、ATWS 緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>ンブ2台全てを自動停止するものとする。また、再循環ポンプが1台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力ー低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁                      逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁（11個）は、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) 電動機駆動原子炉給水ポンプ                      主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプが停止した後、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続するものとする。また、主復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップするものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系                      原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m<sup>3</sup>/h（原子炉圧力7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）の流量で給水するものとする。</p> <p>(f) 高圧炉心スプレイ系                      高圧炉心スプレイ系は原子炉水位低（レベル2）又はドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）で自動起動し、0m<sup>3</sup>/h～1,190m<sup>3</sup>/h</p>	<p>主蒸気ライン隔離は、ATWS 緩和設備作動設定点到達の17秒後に隔離完了するものとする。</p> <p>(c) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台は、ATWS 緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>【大飯、高浜】                      設計の相違                      ・泊は指針を満足する範囲で設計の合理化を図ったためポンプ容量が小さい</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件                      ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件                      ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。</p>	<p>(9.07MPa[dif] ~ OMPa[dif] において)の流量で注水するものとする。                      注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプの性能特性を考慮した大きめの注水流量特性を設定している。</p> <p>(g) 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能                      制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能は、中性子束高(10%以上)及び原子炉水位低(レベル2)にて作動するものとする。</p> <p>(h) ほう酸水注入系                      ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動し、163L/minの流量及びほう酸濃度 10.3wt%で注入するものとする。</p> <p>(i) 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)                      伝熱容量は、熱交換器1基当たり約 25MW (サブプレッションプール水温 97℃、海水温度 26℃において)とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件                      運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。                      (a) ほう酸水注入系の起動操作は、原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点(事象発生約</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件                      ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。</p>	<p>【女川】                      操作条件の相違                      ・女川は運転員等操作があるが、泊はATWS緩和設備により安定状態まで導くことができるため有効</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. 主給水流量喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.5.3図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第2.5.7図から第2.5.13図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第2.5.14図から第2.5.18図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. 主給水流量喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.5.1.3図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次系パラメータの推移を第2.5.2.1図から第2.5.2.7図に、2次系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次系パラメータの推移を第2.5.2.8図から第2.5.2.12図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、逃がし安全弁流量、高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量、原子炉圧力、原子炉水位(シユラウド外水位)<sup>※1</sup>、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5.6図から第2.5.19図に、サブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移を第2.5.20図に示す。</p> <p>※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域)及び原子炉水位(狭</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. 主給水流量喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.5.3図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.5.7図から第7.1.5.13図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.5.14図から第7.1.5.18図に示す。</p>	<p>性評価上期待する運転員等操作はない。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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) 事象進展</p> <p>事象発生後、主給水流量の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>(添付資料 2.5.5、2.5.6、2.5.7)</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、主給水流量の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>(添付資料 2.5.5、2.5.6、2.5.7)</p>	<p>帯域)の水位はシュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が増加し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約961℃まで上昇する。約2秒後に原子炉圧力高信号で代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により再循環ポンプが2台全てトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来、この原子炉圧力高信号(7.35MPa[gage])で作動する。主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水は継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約818℃まで上昇する。</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>主給水流量の喪失の発生後、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>(添付資料 7.1.5.5、7.1.5.6、7.1.5.7)</p>	<p>【大阪、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動により主蒸気がサブプレッションチェンバへ流入するため、格納容器圧力が上昇し、事象発生から約46秒後にドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)が起動する。また、原子炉水位が一時的に低下することから、事象発生から約50秒後に、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系も起動する。また、サブプレッションプール水温が上昇するとともに、サブプレッションプール水位も上昇し、事象発生から約116秒後に高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクからサブプレッションプールに自動で切り替わる。</p> <p>事象発生から約135秒後に主復水器ホットウェルの水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル1)に到達するが、自動減圧系及び代替自動減圧回路の作動は阻止される。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続しているため、炉心冷却は維持される。</p> <p>事象発生から約11分後(原子炉スクラムの失敗確認から10分後)、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入を開始する。</p> <p>事象発生15分後から、高圧炉心スプレイ系の水源についてサブプレッションプールから復水貯蔵タンクへの切替操作を開始する。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目等</p> <p><b>【比較のため移動】</b></p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.5.13 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 2.5.9 図に示すとおり、約 18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p><b>【比較のため移動】</b></p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.5.2.7 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 2.5.2.3 図に示すとおり、約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。</p>	<p>事象発生から 20 分後に残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード) 2 台による格納容器除熱操作を開始する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に低下し、事象発生から約 44 分後に臨界未満に至る。その後は、原子炉水位を維持するとともに、サブプレッションチェンバ内のプール水の冷却を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は第 2.5.11 図及び第 2.5.12 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 23 秒で最高の約 961℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は第 2.5.9 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 9.26MPa[gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa) を考慮しても、約 9.56MPa[gage] 以下であり、最高使</p>	<p>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により 1 次冷却材が加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいする場合、わずかに原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。そのため、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンによる原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により原子炉格納容器スプレイ設備が起動することで、原子炉格納容器除熱を継続的に行う。</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は第 7.1.5.13 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、事象発生から約 100 秒で最高の約 360℃に到達するが、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.9 図に示すとおり、約 18.6MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.592MPa[gage]) を十分下回る。</p>	<p>【大飯、高浜】                  記載方針の相違 (女川実績の反映)                  ・事象進展にCVの状態についても記載</p> <p>【大飯、高浜】                  記載方針の相違 (女川実績の反映)                  ・燃料被覆管の酸化量に関して具体的な数字を記載</p> <p>【高浜】                  解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】                  記載方針の相違                  ・泊はSI単位系で設計しており、最高使用</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]、約 132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.5.8図及び第2.5.9図に示すとおり、事象発生時の600秒後時点において1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及</p>	<p>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.249MPa[gage]、約 125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.5.2.2図及び第2.5.2.3図に示すとおり、事象発生時の600秒後時点においても1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし</p>	<p>用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.21MPa[gage]、約 116℃以下に抑えられ、格納容器の限界圧力(0.854MPa[gage])及び限界温度(200℃)を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッションプール水の冷却を維持するこ</p>	<p>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]、約 124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.5.8図及び第7.1.5.9図に示すとおり、事象発生時の600秒後時点においても1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし</p>	<p>圧力 17.16MPa[gage] の1.2倍の値をそのまま記載(大飯・高浜はMKS単位系で設計しており最高使用圧力の1.2倍の値 210kg/cm<sup>2</sup>GのSI単位系への換算値として記載)</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・CVの構造が泊・高浜が鋼製CVに対して大飯がPCCVのため異なる</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生の約13.2時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生の約21.3時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.5.8)</p> <p>なお、減速材温度係数初期値を-13pcm/℃とした場合については、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第2.5.19図に示すとおり、約18.8MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回ることを確認した。</p> <p>b. 負荷の喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.5.4図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第2.5.20図から第2.5.26図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第2.5.27図から第</p>	<p>し弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次系の減温、減圧を行い、事象発生の約13.5時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生の約21時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.5.8)</p> <p>b. 負荷の喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.5.1.4図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次系パラメータの推移を第2.5.2.13図から第2.5.2.19図に、2次系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次系パラメータの推移を第2.5.2.20図から第</p>	<p>とで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.5.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>【再掲】</p> <p>本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、逃がし安全弁流量、高圧炉心スプレィ系+原子炉隔離時冷却系流量、原子炉圧力、原子炉水位(シユラウド外水位)<sup>*1</sup>、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5.6図から第</p>	<p>し弁及び補助給水系を用いた炉心冷却を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生の約14時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生の約26.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も余熱除去系の運転を継続することにより、安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.5.8)</p> <p>b. 負荷の喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.5.4図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.5.19図から第7.1.5.25図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.5.26図</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊は2次冷却系からの冷却について他の箇所同様に炉心冷却と記載</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯】 記載方針の相違 ・相違理由はP10に記載のとおり</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・具体的に評価した評価項目をまとめて記載</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.31 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、負荷の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により、1次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気隔離弁誤閉止もしくは復水器の故障に伴う主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>(添付資料 2.5.6)</p>	<p>2.5.2.24 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、負荷の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、1次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気隔離弁誤閉止もしくは復水器の故障に伴う主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>(添付資料 2.5.6)</p>	<p>2.5.19 図に、サブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移を第 2.5.20 図に示す。</p> <p>※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）及び原子炉水位（狭帯域）の水位はシュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 961℃まで上昇する。約 2 秒後に原子炉圧力高信号で代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により再循環ポンプが 2 台全てトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来、この原子炉圧力高信号（7.35MPa[gage]）で作動する。主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水は継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下する</p>	<p>から第 7.1.5.30 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>負荷の喪失の発生後、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により、1次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気隔離弁誤閉止若しくは復水器の故障に伴う主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>(添付資料 7.1.5.7)</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>が、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 818℃まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により主蒸気がサブプレッションチェンバへ流入するため、格納容器圧力が上昇し、事象発生から約 46 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。また、原子炉水位が一時的に低下することから、事象発生から約 50 秒後に、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系も起動する。また、サブプレッションプル水温が上昇するとともに、サブプレッションプル水位も上昇し、事象発生から約 116 秒後に高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクからサブプレッションプルに自動で切り替わる。</p> <p>事象発生から約 135 秒後に主復水器ホットウェルの水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル1）に到達するが、自動減圧系及び代替自動減圧回路の作動は阻止される。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心ス</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目等                      【比較のため移動】                      燃料被覆管温度は、第 2.5.26 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>(b) 評価項目等                      【比較のため移動】                      燃料被覆管温度は、第 2.5.2.19 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>プレイ系による原子炉注水が継続しているため、炉心冷却は維持される。                      事象発生から約 11 分後（原子炉スクラムの失敗確認から 10 分後）、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入を開始する。                      事象発生 15 分後から、高压炉心スプレイ系の水源についてサブプレッションプールから復水貯蔵タンクへの切替操作を開始する。                      事象発生から 20 分後に残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）2 台による格納容器除熱操作を開始する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に低下し、事象発生から約 44 分後に臨界未満に至る。その後は、原子炉水位を維持するとともに、サブプレッションチェンバ内のプール水の冷却を維持する。</p> <p>b. 評価項目等                      燃料被覆管の温度は第 2.5.11 図及び第 2.5.12 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 23 秒で最高の約 961℃に到達するが、1,200℃以</p>	<p>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により 1 次冷却材が加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいする場合、わずかに原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。そのため、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンによる原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により原子炉格納容器スプレイ設備が起動することで、原子炉格納容器除熱を継続的に行う。</p> <p>(b) 評価項目等                      燃料被覆管の温度は第 7.1.5.25 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、事象発生から約 118 秒で最高の約 360℃に到達するが、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が</p>	<p>【大飯、高浜】                      記載方針の相違（女川実績の反映）                      ・事象進展にCVの状態についても記載</p> <p>【大飯、高浜】                      記載方針の相違（女川実績の反映）                      ・燃料被覆管の酸化量に関して具体的な</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 2.5.22 図に示すとおり、約 18.9MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。</p> <p>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]、約 132℃にとどまる。このため、本事</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 2.5.2.15 図に示すとおり、約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。</p> <p>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.249MPa[gage]、約 125℃にとどまる。このため、本事象においても原</p>	<p>下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は第 2.5.9 図に示すとおり、逃がし安全弁の動作により、約 9.26MPa[gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、約 9.56MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa[gage]) を十分下回る。</p> <p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.21MPa[gage]、約 116℃以下に抑えられ、格納容器の限界圧力 (0.854MPa[gage]) 及び限界温度 (200℃) を下回る。</p>	<p>著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.21 図に示すとおり、約 18.6MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.592MPa[gage]) を十分下回る。</p> <p>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]、約</p>	<p>数字を記載</p> <p>【高浜】          解析結果の相違          【大飯、高浜】          記載方針の相違          ・泊はSI単位系で設計しており、最高使用圧力 17.16MPa[gage] の 1.2 倍の値をそのまま記載(大飯・高浜は MKS 単位系で設計しており最高使用圧力の 1.2 倍の値 210kg/cm<sup>2</sup>のSI単位系への換算値として記載)</p> <p>【高浜】          記載表現の相違</p> <p>【大飯、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

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.5.21図及び第2.5.22図に示すとおり、事象発生後の600秒後時点において1次冷却材温度及び圧力は安定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生後の約13.2時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生後の約21.3時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.5.8)</p> <p>なお、減速材温度係数初期値を-13pcm/℃とした場合については、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第2.5.32図に示すとおり、約19.3MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回ることを確認した。</p>	<p>子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.5.2.14図及び第2.5.2.15図に示すとおり、事象発生後の600秒後時点においても1次冷却材温度及び圧力は安定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次系の減温、減圧を行い、事象発生後の約13.5時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより約21時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.5.8、2.5.9)</p>	<p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッションプール水の冷却を維持することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.5.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について</p>	<p>124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.5.20図及び第7.1.5.21図に示すとおり、事象発生後の600秒後時点においても1次冷却材温度及び圧力は安定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた炉心冷却を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生後の約14時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生後の約26.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も余熱除去系の運転を継続することにより、安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.5.8)</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・CVの構造が泊・高浜が鋼製CVに対して大飯がPCCVのため異なる</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊は2次冷却系からの冷却について他の箇所同様に炉心冷却と記載</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯】 記載方針の相違 ・相違理由はP10に記載のとおり</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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
		て、対策の有効性を確認した。	て、対策の有効性を確認した。	・具体的に評価した 評価項目をまとめて 記載

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、<b>1次冷却系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。</b></p>	<p>2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、<b>1次系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。</b></p>	<p>2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、<b>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、ほう酸水注入系の起動操作、高圧炉心スプレイ系の水源切替操作及び残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱操作とする。</b></p>	<p>7.1.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p><b>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失することが特徴である。</b></p> <p>また、本重要事故シーケンスは、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、<b>1次冷却系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くため、運転員等操作はない。</b></p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】                  評価方針の相違（女川実績の反映）                  【大飯、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）                  ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載                  【女川】                  運転員等操作の相違                  【大飯、高浜】                  記載方針の相違                  ・泊は前段で事故の特徴を記載し、それに続く形で運転員等操作に関して記載したため記載が異なる</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シナリオ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>本重要事故シナリオは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シナリオ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>本重要事故シナリオは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シナリオにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シナリオ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>本重要事故シナリオは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>【女川】                  運転員等操作の相違                  ・PWRでは運転員等操作はないが、女川では運転員等操作があるため、運転員等操作時間に与える影響を記載</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における減速材反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について±3.6pcm/℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の減</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における減速材反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について±3.6pcm/℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の減</p>	<p>は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPRの許容限界値（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な値を用いているため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く、ボロン反応度印加割合が大きくなり臨界未満までの時間が早くなるが、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作である高圧炉心スプレイ系水源切替操作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>（添付資料2.5.3）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における減速材反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について±3.6pcm/℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の減</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「2.5.3(3) 感度解析」にて評価する。</p> <p>炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなり、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を</p>	<p>速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「(3) 感度解析」にて評価する。</p> <p>炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなるため、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「(3)</p>	<p>することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することにより燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。</p> <p>炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなり、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>「2.5.3(3) 感度解析」にて評価する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールボイドモデル及び気液相対速度の解析モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化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ない。</p> <p>加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相/サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT 試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について±0.2MPa、1次冷却材温度について±2℃の不確かさを持つことを確認して</p>	<p>感度解析」にて評価する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールモデル及び気液相モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化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ない。</p> <p>加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相/サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT 試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について±0.2MPa、1次冷却材温度について±2℃の不確かさを持つことを確認して</p>	<p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、サブプレッションプール水温及び格納容器圧力を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.5.3, 2.5.4)</p>	<p>「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールボイドモデル及び気液相対速度の解析モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化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ない。</p> <p>加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相/サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT 試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について±0.2MPa、1次冷却材温度について±2℃の不確かさを持つことを確認して</p>	<p>【高浜】 モデル名称の相違</p>



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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>いる。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「2.5.3(3) 感度解析」にて評価する。</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2.5.2表及び第2.5.3表に示すとおりである。</p> <p>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熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、ドップラ特性及び減速材温度係数に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>いる。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「(3) 感度解析」にて評価する。</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2.5.2.1表及び第2.5.2.2表に示すとおりである。</p> <p>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熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、減速材温度係数(標準値)及びドップラ特性(標準値)、並びに標準値として設定している炉心崩壊熱、蒸気発生器2次側保有水量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>(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2.5.2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。</p> <p>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>いる。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。</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7.1.5.2表及び第7.1.5.3表に示すとおりである。</p> <p>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熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、ドップラ特性及び減速材温度係数に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>相違理由</p> <p>【女川】              解析条件の相違              ・本事故シーケンスにおいてPWRでは解析条件を最確条件としているものがあるため記載が異なる</p> <p>【高浜】              記載内容の相違              ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件の 30,300t/h（定格流量（85%））に対して最確条件は定格流量の約 87%～約 104%である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが 2 台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1.23 に対して最確条件は約 1.31 以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>運転員等操作の相違                  ・PWR では運転員等操作はないが、女川では運転員等操作があるため、運転員等操作時間に与える影響を記載</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>影響はない。</p> <p>初期条件の核データ(動的ボイド係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドブブラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の核データ(動的ドブブラ係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドブブラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の外部水源の温度は、解析条件の40℃に対して最確条件は約20℃～約40℃である。外部水源の温度が低い場合は、原子炉への低温の注水が行われるため、事象進展に影響を与え、運転員等操作時間に影響を与える。よって、外部水源の温度が低い場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。初期条件の主蒸気流量、原子炉水位、給水温度及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉冷却材圧力</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉冷却材圧力</p>	<p>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件のほう酸水注入系のほう酸濃度は、解析条件の10.3wt%に対して最確条件は12.1wt%～13.4wt%である。解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも高くなるため、ボロン反応度印加割合が大きくなることにより臨界未満までの時間が短くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.5.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件の30,300t/h（定格流量（85%））に対して最確条件は定格流量の約</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉</p>	<p>【大飯、高浜】                  記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの初期定常誤差を考慮した場合の影響を「2.5.3(3) 感度解析」にて確認する。</p> <p>サイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し、減速材温度係数を最確値とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の低下が大きくなるため、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>ドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確値とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくない。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場</p>	<p>バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの定常誤差を考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。</p> <p>サイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し、減速材温度係数を最確値とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の上昇が抑制されるため、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>ドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確値とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくならない。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開と</p>	<p>87%～約 104%である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.23に対して最確条件は約1.31以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの初期定常誤差を考慮した場合の影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて確認する。</p> <p>初期条件のサイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し、減速材温度係数を最確条件とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の低下が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件のドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確条件とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくない。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「2.5.3(3) 感度解析」にて確認する。</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崩壊熱より小さくなるが、1次冷却材圧力が最大となる時の原子炉出力は崩壊熱よりも十分大きく、崩壊熱が1次冷却材圧力上昇に与える影響は小さい。このため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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次系除熱の効果が長くなり、1次冷却材圧力の上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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多くなるため、加圧器逃がし弁からの放出により吸収できる1次冷却材膨張量が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>なる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。</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崩壊熱より小さくなるが、1次冷却材圧力が最大となる時の原子炉出力は崩壊熱よりも十分大きく、崩壊熱が1次冷却材圧力上昇に与える影響は小さい。このため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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次系除熱の効果が長くなり、1次冷却材圧力の上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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多くなるため、加圧器逃がし弁からの放出により吸収できる1次冷却材膨張量が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件の核データ(動的ボイド係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、その影響は小さい。</p> <p>なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドブブラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の核データ(動的ドブブラ係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに</p>	<p>が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて確認する。</p>	<p>【高浜】                      評価方針の相違                      ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外(大飯と同様)</p> <p>【高浜】                      評価方針の相違                      ・同上</p> <p>【高浜】                      評価方針の相違                      ・同上</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>対する余裕は大きくなる。解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント 解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の主蒸気流量、原子炉水位、給水温度及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の外部水源の温度は、解析条件の40℃に対して最確条件は約20℃～約40℃である。外部水源の温度が低い場合は、原子炉への低温の注水が行われるため、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、外部水源の温度が低い場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇の観点で厳し</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>くなるよう外部電源がある状態を解析条件に設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、第2.5.21図から第2.5.24図に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。</p> <p>機器条件のほう酸水注入系のほう酸濃度は、解析条件の10.3wt%に対して最確条件は12.1wt%～13.4wt%であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、ボロン反応度印加割合が大きく、臨界未達までの時間が短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、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はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</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確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、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はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>は小さい。</p> <p>(添付資料2.5.3, 2.5.5)</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>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後（事象発生約11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、状況把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は10分間を想定しているが、ほう酸水注入系の起動操作は、原子炉スクラムの失敗が確認され次第、再循環ポンプの停止確認及び解析上考慮しない自動減圧系作動阻止機能の手動操作後に速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は、操作手順に変</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>本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、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ない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】 運転員等操作の相違 ・PWRでは運転員等操作はないが、女川では運転員等操作があるため、運転員等操作時間に与える影響を記載</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違 ・泊では操作条件の不確かさとして6要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する方針</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後（サブプレッションプール水温100℃到達前）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて解析上はサブプレッションプール水温が80℃に到達してから約6分を想定しているが、高圧炉心スプレイ系水源の切替操作は、サブプレッションプール水温が80℃に到達され次第、速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、水源切替操作開始時間が早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。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、中央制御室で行う簡易なスイッチ操作であり、他の操作との重複を考慮した操作開始時間を設定していることから、他の操作に与える影響はない。</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>操作条件の残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生10分後より切替操作を開始し、事象発生20分後にサブプレッションプール水冷却を開始する設定としている。運転員等操作時間に与える影響として、サブプレッションプール水温の上昇に伴い警報が発報し、また、中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより、操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.5.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、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よりも早くなる可能性があり、その場合、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温は解析結果よりも低くなることか</p>		<p>【女川】                      運転員等操作の相違・PWRでは運転員等操作はないが、女川では運転員等操作があるため、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</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>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>なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、注水温度が格納容器圧力及びサブプレッションプール水温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>なお、高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は燃料被覆管温度のセカンドピークが発生した以降の操作であることから、燃料被覆管温度に影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に操作が遅れた場合、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇が大きくなるため、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱操作の開始が遅れた場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p>		<p>響を記載</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 (添付資料 2.5.3)	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 感度解析</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、「2.5.2(2)a.(e) 減速材温度係数」に示すとおり感度解析を行う。</p> <p>感度解析に当たって、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差並びにドブプラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の不確かさが全て1次冷却材圧力を厳しくする方向に作用することを仮定する。</p> <p>その結果は、第2.5.4表及び第2.5.5表、並びに第2.5.33図及び第2.5.34図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.4MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.6MPa[gage]となる。「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.6MPa[gage]及び18.9MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回っている。</p> <p>さらに、「2.5.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目となるパラメータを満足できる。</p>	<p>(3) 感度解析</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シナリオにおいて感度解析を行う。</p> <p>感度解析に当たって、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差、並びにドブプラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。</p> <p>その結果は、第2.5.3.1表及び第2.5.3.2表、並びに第2.5.3.1図及び第2.5.3.2図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.0MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.2MPa[gage]となる。「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.5MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回っている。</p> <p>さらに、「(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目となるパラメータを満足できる。</p>	<p>(3) 感度解析</p> <p>解析条件の不確かさにより、初期条件の外部水源の温度が最悪条件のうち最低温度となる場合は、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シナリオにおいて感度解析を行う。</p> <p>感度解析は、復水貯蔵タンク的设计上の最低使用温度である10℃で実施する。</p> <p>その結果、第2.5.25図から第2.5.28図に示すとおり、格納容器圧力の最高値は約0.21MPa[gage]となり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値約0.21MPa[gage]より僅かに低く、0.854MPa[gage]を下回っている。サブプレッションプール水温の最高温度は約116℃となり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」に示す最高温度約116℃より低く、200℃を下回っている。</p> <p>なお、その他の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量については、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。</p> <p>解析条件の不確かさにより、残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱操作の開始が遅れた場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故</p>	<p>(3) 感度解析</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シナリオにおいて感度解析を行う。</p> <p>感度解析は、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差並びにドブプラ反応度帰還効果の不確かさを考慮して実施する。炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の不確かさが全て1次冷却材圧力を厳しくする方向に作用することを仮定する。</p> <p>その結果は、第7.1.5.4表及び第7.1.5.5表並びに第7.1.5.31図及び第7.1.5.32図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.6MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.7MPa[gage]となる。「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.6MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回っている。</p> <p>さらに、「7.1.5.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回り、評価項目を満足できる。</p>	<p>【大阪】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【高浜】 記載方針の相違(大阪と同様)</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置 変更許可申請書記載 値の桁数が多い</p> <p>【大阪、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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
(添付資料 2.5.9)	(添付資料 2.5.10) 【参考：伊方「原子炉停止機能喪失」】 さらに、「(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次系温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目を満足する。 【ここまで】	シーケンスにおいて感度解析を行う。感度解析は、保守的な取扱いとして、格納容器の除熱を考慮しない場合を仮定する。その結果、第2.5.29図に示すとおり、事象発生から50分の範囲において、格納容器圧力の最高値は約0.24MPa[gage]となり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」に示す最高値約0.21MPa[gage]より上昇するものの、0.854MPa[gage]を下回っている。サブレーションプール水温の最高温度は約121℃となり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」に示す最高温度約116℃より上昇するものの、200℃を下回っている。 なお、その他の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量については、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。 解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、第2.5.30図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約961℃であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約961℃と同じであり、1200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの1%以下と同じであり、15%を下回っている。 (添付資料 2.5.6, 2.5.7)	(添付資料 7.1.5.10)	記載表現の相違（伊方と同様）

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。</p>	<p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。</p>	<p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、操作開始時間が遅れた場合には臨界未到達成タイミングが遅れることで格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇が大きくなる。操作開始時間が10分程度遅れる場合においても、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の最高値はそれぞれ約0.21MPa[gage]、約116℃から上昇するが、これらのパラメータの上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]及び限界温度200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作については、サブプレッションプール水温が80℃に到達した時点から6分程後としており、操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)によるサブプレッションプール水冷却操作については、操作が遅れた場合にはサブプレッションプール水温の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても、サブプレッションプール水温の最高値は約116℃から上昇するが、サブプレッションプール水温の上昇は緩やかであるため、限界温度200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p>	<p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【女川】 運転員等操作の相違・PWRでは運転員等操作はないが、女川では運転員等操作があるため、操作時間余裕を確認している</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>(5) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>を評価した。感度解析結果より、不確かさの重量を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。</p> <p>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、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、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>なお、本重要事故シナリオでは、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、<b>運転員等操作時間及び要員の配置による他の操作に与える影響はない。</b></p> <p>(添付資料 2.5.10)</p>	<p>(5) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>を評価した。感度解析結果より、不確かさの重量を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。</p> <p>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、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、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>なお、本重要事故シナリオでは、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、<b>運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間及び要員の配置による他の操作に与える影響はない。</b></p> <p>(添付資料 2.5.11)</p>	<p>(添付資料 2.5.3, 2.5.8)</p> <p>(5) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>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>(5) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び<b>操作時間余裕</b>を確認した。感度解析結果より、不確かさの重量を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。</p> <p>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、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>なお、本重要事故シナリオでは、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、<b>運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</b></p> <p>(添付資料 7.1.5.9)</p>	<p>【大阪、高浜】                  評価方針の相違（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】                  評価方針の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」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、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり14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>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>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、号炉間の事故シナシ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。</p> <p>なお、重要事故シナシス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、水源、燃料及び電源の評価結果は同じである。</p>	<p>2.5.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり14名である。「6.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>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、号炉間の事故シナシ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>なお、重要事故シナシス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。</p>	<p>2.5.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」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>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.5.9)</p>	<p>7.1.5.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり8名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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>なお、重要事故シナシス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、水源、燃料及び電源の評価結果は同じである。</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪】 記載表現の相違（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） ・女川の他事象と同様の記載</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（女川と同様）</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 水源</p> <p>復水ピット (1,035m<sup>3</sup>：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約18.7時間の注水継続が可能である。余熱除去系による冷却は、事象発生時の約13時間後から使用可能となるため、復水ピットへの補給は不要である。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合</p>	<p>a. 水源</p> <p>復水タンク (646m<sup>3</sup>：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約12.5時間の対応が可能である。余熱除去系による冷却は、事象発生時の約15時間後から使用可能となるため、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約2.5時間は常用設備により復水タンクへの補給が必要となる。以降は、余熱除去系による冷却を継続するため、復水タンクへの補給は不要である。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合</p>	<p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレィ系による原子炉注水については、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源として使用できるようになる事象発生1日後までの対応を考慮すると、復水貯蔵タンクを水源とする期間の対応として合計約840m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m<sup>3</sup>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>また、事象発生1日後までに水源を切り替えた後の高圧炉心スプレィ系による原子炉注水及び残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱については、サブプレッ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。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合</p>	<p>a. 水源</p> <p>補助給水ピット (570m<sup>3</sup>：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約7.4時間の注水継続が可能である。余熱除去系による冷却は、事象発生後14時間後から使用開始可能となるため、補助給水ピット枯渇から余熱除去系使用開始までの約6.6時間は常設設備により補助給水ピットへの補給が必要となる。以降は、余熱除去系による冷却を継続するため、補助給水ピットへの補給は不要である。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合</p>	<p>【女川】 設計の相違 ・女川とPWRでは事故対応手段が異なる。PWRでは炉心注水は不要であり、2次冷却系の冷却に関しては補助給水ピットが枯渇する前までに補給する。</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・補助給水ピットの有効水量の相違 ・補助給水ピット水量の差異により注水継続時間が異なる ・大飯は復水ピットの容量が大きく、枯渇するまでの時間が長い ため補給不要</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7klの重油が必要となる。</p>	<p>は、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約2.5時間は、復水タンクに消防ポンプ（約46m<sup>3</sup>/h（1台当たり））等による補給を行う。</p> <p>b. 燃料 (a) 重油</p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約450.9klの重油が必要となる。</p>	<p>でも同様の対応となる。</p> <p>b. 燃料</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32klの軽油が必要となる。</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735klの軽油が必要となる。</p> <p>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、仮に外部電源喪失を想定した場合は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、大容量送水ポンプ（タ</p>	<p>は、補助給水ピット枯渇から余熱除去系使用開始までの約6.6時間は、可搬型大型送水ポンプ車（約300m<sup>3</sup>/h（1台当たり））により海水の補給を行う。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1klの軽油が必要となる。</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・大阪は水源が枯渇する前に余熱除去系による冷却が可能のため外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は軽油のみを使用する （軽油のみを使用することに関しては島根と同様）</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】 設計の相違 ・ディーゼル発電機の相違により必要な油量が異なるが、貯油槽の容量にて供給可能であり問題ない ・油の種類として泊は軽油を使用するが、大阪、高浜は重油を使用する</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>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3.1k1の重油が必要となる。</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597.8k1となるが、「7.5.1(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(620k1)にて供給可能である。</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2.8k0の重油が必要となる。</p> <p>【再掲】                      外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失した場合、蒸気発生器給水用の海水を復水タンクへ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12.5時間後からの運転を想定して、2.5時間の運転継続に3号炉については約540、4号炉については約680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453.7k0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油そうの合計油量(460k0)にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン                      外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失した場合、蒸</p>	<p>イプI)による復水貯蔵タンクへの給水及び非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</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809kL）。</p> <p>【再掲】                      大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。</p> <p>【再掲】                      軽油タンク（約755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、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非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</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>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失した場合、蒸気発生器給水用の海水を補助給水ピットへ補給するための可搬型大型送水ポンプ車については、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、ディーゼル発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約558.8kL）。</p>	<p>【大阪、高浜】                      記載方針の相違（女川実績の反映）                      【大阪、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【高浜】                      評価方針の相違（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）                      【大阪、高浜】                      設計の相違                      ・貯油槽容量の相違</p> <p>【高浜】                      設計の相違                      ・泊は軽油のみを使</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は<b>仮定</b>していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2. 1. 12)</p>	<p>気発生器給水用の海水を復水タンクへ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の12.5時間後からの運転を想定して、2.5時間の運転継続に3号炉については約540、4号炉については約680のガンリンが必要となる。</p> <p>2.5時間の運転継続に必要なガンリンは、これらを合計して約1220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ンリン12,1500にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は<b>仮定</b>していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2. 5. 12)</p>	<p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は<b>想定</b>していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う<b>電源車（緊急時対策所用）</b>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は<b>想定</b>していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う<b>緊急時対策所用発電機</b>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料7.1.5.11)</p>	<p>用する</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】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・緊急時の評価結果についても記載</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉トリップができなくなることで、1次冷却系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備、長期対策としてほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次冷却材圧力が過度に上昇することはない。</p>	<p>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉トリップができなくなることで、1次系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備、長期対策として緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次冷却材圧力が過度に上昇することはない。</p>	<p>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系</p>	<p>7.1.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉トリップができなくなることで、1次冷却系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備、安定状態に向けた対策としてほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮及び余熱除去系による炉心冷却を整備している。</p> <p>また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして手動での原子炉トリップの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次冷却材圧力が過度に上昇することはない、ほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮及び余熱除去系による炉心冷却を実施することにより、炉心損傷することはない。</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】 記載表現の相違 ・泊では他事象も含めて余熱除去系による炉心冷却で統一した記載としている</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・手動での原子炉トリップについて記載</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>その結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した。</p> <p>感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシスグループ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、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>その結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した。</p> <p>感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシスグループ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、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」において、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足している。</p> <p>(添付資料 2.5.5, 2.5.6, 2.5.7)</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、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、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、評価項目を満足している。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、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、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備、余熱除去系による炉心冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であることが確認でき、事故シナシスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載順番の相違（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）</p> <p>【女川】 運転員等操作の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【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 ・泊では文庫内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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
		重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。		・具体的な炉心損傷防止対策を複数記載

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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2.5.1.1表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)</p> <p>第2.5.1.1表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)</p> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策設備</th> <th>装置設備</th> <th>外部設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> </tr> </tbody> </table>	対策設備	装置設備	外部設備	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	<p>第2.5.1.1表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)</p> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策設備</th> <th>装置設備</th> <th>外部設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> </tr> </tbody> </table>	対策設備	装置設備	外部設備	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	<p>第2.5.1.1表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)</p> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策設備</th> <th>装置設備</th> <th>外部設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> </tr> </tbody> </table>	対策設備	装置設備	外部設備	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	<p>第2.5.1.1表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)</p> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策設備</th> <th>装置設備</th> <th>外部設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> <td>出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉</td> </tr> </tbody> </table>	対策設備	装置設備	外部設備	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	<p>【大阪、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                      【大阪、高浜】                      記載方針の相違（女川実績の反映）                      ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備（設計基準被覆）を識別                      ・泊は有効性評価上期待しない操作をグレーで色塗り</p>
対策設備	装置設備	外部設備																										
出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉																										
対策設備	装置設備	外部設備																										
出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉																										
対策設備	装置設備	外部設備																										
出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉																										
対策設備	装置設備	外部設備																										
出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉	出力超過防止装置 中核子炉内燃焼中核子炉																										

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大阪発電所3/4号炉

相違及び操作	手続	事故設備	可操設備	計装設備
4. 原子炉本機異常状態の検出	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測が5%未満及び中間減速計が10%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> </ul>	-	-	出力制限中性子束計測機 中間減速計 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材流量 1次冷却材温度
5. 1次冷却系の減圧、減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止後の減圧として、1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計</li> <li>1次冷却材流量計</li> <li>1次冷却材温度計</li> <li>1次冷却材圧力調整弁</li> </ul>	-	1次冷却材圧力調整弁 1次冷却材流量計 1次冷却材温度計
6. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> </ul>	-	余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ

【 】は有効性評価上無効しない重大事故等対処設備

高浜発電所3/4号炉

相違及び操作	手続	事故設備	可操設備	計装設備
4. 原子炉本機異常状態の検出	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測が5%未満及び中間減速計が10%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測機</li> <li>中間減速計</li> <li>加圧器水位</li> <li>1次冷却材圧力</li> <li>1次冷却材流量</li> <li>1次冷却材温度</li> </ul>	-	出力制限中性子束計測機 中間減速計 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材流量 1次冷却材温度
5. 1次冷却系の減圧、減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止後の減圧として、1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計</li> <li>1次冷却材流量計</li> <li>1次冷却材温度計</li> <li>1次冷却材圧力調整弁</li> </ul>	-	1次冷却材圧力調整弁 1次冷却材流量計 1次冷却材温度計
6. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> </ul>	-	余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ

【 】は有効性評価上無効しない重大事故等対処設備

女川原子力発電所2号炉

相違及び操作	手続	事故設備	可操設備	計装設備
高浜発電所3号炉による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測が5%未満及び中間減速計が10%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測機</li> <li>中間減速計</li> <li>加圧器水位</li> <li>1次冷却材圧力</li> <li>1次冷却材流量</li> <li>1次冷却材温度</li> </ul>	-	出力制限中性子束計測機 中間減速計 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材流量 1次冷却材温度
高浜発電所3号炉による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測が5%未満及び中間減速計が10%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測機</li> <li>中間減速計</li> <li>加圧器水位</li> <li>1次冷却材圧力</li> <li>1次冷却材流量</li> <li>1次冷却材温度</li> </ul>	-	出力制限中性子束計測機 中間減速計 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材流量 1次冷却材温度
高浜発電所3号炉による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測が5%未満及び中間減速計が10%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測機</li> <li>中間減速計</li> <li>加圧器水位</li> <li>1次冷却材圧力</li> <li>1次冷却材流量</li> <li>1次冷却材温度</li> </ul>	-	出力制限中性子束計測機 中間減速計 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材流量 1次冷却材温度

【 】は有効性評価上無効しない重大事故等対処設備

泊発電所3号炉

相違及び操作	手続	事故設備	可操設備	計装設備
d. 原子炉本機異常状態の検出	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測が5%未満及び中間減速計が10%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> <li>出力制限中性子束計測が5%未満が検出されたことを検出し、原子炉停止手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制限中性子束計測機</li> <li>中間減速計</li> <li>加圧器水位</li> <li>1次冷却材圧力</li> <li>1次冷却材流量</li> <li>1次冷却材温度</li> </ul>	-	出力制限中性子束計測機 中間減速計 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材流量 1次冷却材温度
e. 1次冷却系の減圧、減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止後の減圧として、1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、減圧手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計</li> <li>1次冷却材流量計</li> <li>1次冷却材温度計</li> <li>1次冷却材圧力調整弁</li> </ul>	-	1次冷却材圧力調整弁 1次冷却材流量計 1次冷却材温度計
f. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力計が5%未満が検出されたことを検出し、余熱除去手続を開始することを確認する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> <li>余熱除去ポンプ</li> </ul>	-	余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ

【 】は有効性評価上無効しない重大事故等対処設備

相違理由

【大阪、高浜】  
 名称等の相違  
 ・設備仕様等の差異により「手順」重大事故等対処設備の記載、名称が異なる  
 【大阪、高浜】  
 記載方針の相違（女川実績の反映）  
 ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備（設計基準反映）を識別

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

第 2.5.2 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	S PA BK KE - 2	条件設定の考え方
中心抽出力（初期）	100% (15.413MPa)	主給水流量喪失発生時の中心抽出力に相当する値を設定し、その後の中心抽出力低下は、ドリップ注水設備を介して自動的に制御されることを想定している。
1次冷却炉平均出力（初期）	15.413MPa(100%)	定常運転を想定。
1次冷却炉平均出力（中期）	30T, 1°C	定常運転を想定。
1次冷却炉平均出力（後期）	30T, 1°C	定常運転を想定。
炉心熱源機	炉心熱源機（1次冷却炉平均出力） （キヤラム熱源機を想定）	炉心熱源機は、炉心熱源機（1次冷却炉平均出力）と同等の出力を発生するものとして設定している。
減速炉温度低下（初期）	-10ppm/℃ (-10ppm/℃)	炉心熱源機が停止した際に、炉心熱源機が停止した際の炉心熱源機温度低下を想定している。
ドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性を想定している。
対象炉心	炉心熱源機停止時の炉心熱源機	炉心熱源機停止時の炉心熱源機を想定している。
2次冷却炉平均出力（初期）	200 (15.413MPa)	定常運転を想定。

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	S PA BK KE - 2	条件設定の考え方
炉心抽出力（初期）	100% (15.413 MPa)	定常運転を想定。
1次冷却炉平均出力（初期）	15.413MPa(100%)	定常運転を想定。
1次冷却炉平均出力（中期）	30T, 1°C	定常運転を想定。
炉心熱源機	炉心熱源機（1次冷却炉平均出力） （キヤラム熱源機を想定）	炉心熱源機は、炉心熱源機（1次冷却炉平均出力）と同等の出力を発生するものとして設定している。
減速炉温度低下（初期）	-10ppm/℃	炉心熱源機が停止した際に、炉心熱源機が停止した際の炉心熱源機温度低下を想定している。
ドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性を想定している。
対象炉心	炉心熱源機停止時の炉心熱源機	炉心熱源機停止時の炉心熱源機を想定している。
2次冷却炉平均出力（初期）	200 (15.413MPa)	定常運転を想定。

第 2.5.2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	2.5.2表	定常運転を想定。
炉心抽出力 （炉心抽出力と同期）（初期）	100% (15.413 MPa)	定常運転を想定。
炉心抽出力 （炉心抽出力と同期）（中期）	30T, 1°C	定常運転を想定。
炉心抽出力 （炉心抽出力と同期）（後期）	30T, 1°C	定常運転を想定。
1次冷却炉平均出力	15.413MPa(100%)	定常運転を想定。
炉心熱源機	炉心熱源機（1次冷却炉平均出力） （キヤラム熱源機を想定）	炉心熱源機は、炉心熱源機（1次冷却炉平均出力）と同等の出力を発生するものとして設定している。
減速炉温度低下（初期）	-10ppm/℃	炉心熱源機が停止した際に、炉心熱源機が停止した際の炉心熱源機温度低下を想定している。
ドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性を想定している。
対象炉心	炉心熱源機停止時の炉心熱源機	炉心熱源機停止時の炉心熱源機を想定している。
2次冷却炉平均出力（初期）	200 (15.413MPa)	定常運転を想定。

第 7.1.5.2 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	7.1.5.2表	条件設定の考え方
炉心抽出力（初期）	100% (15.413 MPa)	定常運転を想定。
1次冷却炉平均出力（初期）	15.413MPa(100%)	定常運転を想定。
炉心熱源機	炉心熱源機（1次冷却炉平均出力） （キヤラム熱源機を想定）	炉心熱源機は、炉心熱源機（1次冷却炉平均出力）と同等の出力を発生するものとして設定している。
減速炉温度低下（初期）	-10ppm/℃	炉心熱源機が停止した際に、炉心熱源機が停止した際の炉心熱源機温度低下を想定している。
ドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性	炉心熱源機停止時のドリップ特性を想定している。
対象炉心	炉心熱源機停止時の炉心熱源機	炉心熱源機停止時の炉心熱源機を想定している。
2次冷却炉平均出力（初期）	200 (15.413MPa)	定常運転を想定。

相違理由

【大飯、高浜】  
 設計の相違  
 ・泊は個別解析であり、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  
 ・泊はMFC初期値として炉心設計を包絡する-18ppm/℃を用いた解析を実施（大飯の-16ppm/℃と同じ考え方）

【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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

大阪発電所3/4号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起出事象	主給水系統喪失	主給水系統の喪失を想定。
安全機能の喪失に対する喪失	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源あり	事故発生がある場合、1次冷却ポンプが動作していることから、主給水系統が事故発生後、1次冷却ポンプが動作しなくなる場合、燃料冷却水の注入による反応度増大が小さくなるから、圧力制御を停止しなくなる。
ATWS緩和設備 (主蒸気サイリン隔離/種別給水ポンプ駆動)	蒸気発生器水位高 (種別水位高) (応答時間20秒)	ATWS緩和設備(種別給水ポンプ駆動)は、種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。
主蒸気サイリン隔離	ATWS緩和設備 隔離から17秒後に隔離完了	ATWS緩和設備は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
種別給水ポンプ	ATWS緩和設備 自動停止点 隔離から60秒後に注水開始	種別給水ポンプの自動停止は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
加圧器喪失	100%の注水 (蒸気発生器3基合計)	種別給水ポンプ2台及びタービン駆動給水ポンプ1台の種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。

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
起出事象	主給水系統喪失	主給水系統の喪失を想定。
安全機能の喪失に対する喪失	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源あり	事故発生がある場合、1次冷却ポンプが動作していることから、主給水系統が事故発生後、1次冷却ポンプが動作しなくなる場合、燃料冷却水の注入による反応度増大が小さくなるから、圧力制御を停止しなくなる。
ATWS緩和設備 (主蒸気サイリン隔離/種別給水ポンプ駆動)	蒸気発生器水位高 (種別水位高) (応答時間20秒)	ATWS緩和設備(種別給水ポンプ駆動)は、種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。
主蒸気サイリン隔離	ATWS緩和設備 隔離から17秒後に隔離完了	ATWS緩和設備は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
種別給水ポンプ	ATWS緩和設備 自動停止点 隔離から60秒後に注水開始	種別給水ポンプの自動停止は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
加圧器喪失	100%の注水 (蒸気発生器3基合計)	種別給水ポンプ2台及びタービン駆動給水ポンプ1台の種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。

女川原子力発電所2号炉

第2.5.2表 主要解析条件(原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起出事象	主給水系統喪失	主給水系統の喪失を想定。
安全機能の喪失に対する喪失	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源あり	事故発生がある場合、1次冷却ポンプが動作していることから、主給水系統が事故発生後、1次冷却ポンプが動作しなくなる場合、燃料冷却水の注入による反応度増大が小さくなるから、圧力制御を停止しなくなる。
ATWS緩和設備 (主蒸気サイリン隔離/種別給水ポンプ駆動)	蒸気発生器水位高 (種別水位高) (応答時間20秒)	ATWS緩和設備(種別給水ポンプ駆動)は、種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。
主蒸気サイリン隔離	ATWS緩和設備 隔離から17秒後に隔離完了	ATWS緩和設備は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
種別給水ポンプ	ATWS緩和設備 自動停止点 隔離から60秒後に注水開始	種別給水ポンプの自動停止は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
加圧器喪失	100%の注水 (蒸気発生器3基合計)	種別給水ポンプ2台及びタービン駆動給水ポンプ1台の種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。

泊発電所3号炉

第2.5.2表 主要解析条件(原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起出事象	主給水系統喪失	主給水系統の喪失を想定。
安全機能の喪失に対する喪失	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源あり	事故発生がある場合、1次冷却ポンプが動作していることから、主給水系統が事故発生後、1次冷却ポンプが動作しなくなる場合、燃料冷却水の注入による反応度増大が小さくなるから、圧力制御を停止しなくなる。
ATWS緩和設備 (主蒸気サイリン隔離/種別給水ポンプ駆動)	蒸気発生器水位高 (種別水位高) (応答時間20秒)	ATWS緩和設備(種別給水ポンプ駆動)は、種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。
主蒸気サイリン隔離	ATWS緩和設備 隔離から17秒後に隔離完了	ATWS緩和設備は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
種別給水ポンプ	ATWS緩和設備 自動停止点 隔離から60秒後に注水開始	種別給水ポンプの自動停止は、信号遅れ、タイマー設定遅延及びポンプの定流量動作に起因して発生。
加圧器喪失	100%の注水 (蒸気発生器3基合計)	種別給水ポンプ2台及びタービン駆動給水ポンプ1台の種別給水ポンプの自動起動により、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。また、蒸気発生器水位高が検出された場合、種別給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器水位高を低下させる。

相違理由

【大阪、高浜】  
 設計の相違  
 ・泊は個別解析であり、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

第 2.5.3.3 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（2/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原因事象	負荷の喪失	圧力制御の観点で制御対象となるパラメータに対して余裕を大きく取り、異常発生後、主系統内の蓄水量が同時に起こる緊急事態を考慮し、余裕を大きく確保する。
外部電源	原子炉停止機能喪失 外部電源あり	原子炉停止機能喪失発生時の状態として設定。 外部電源がある場合、1次冷却回路の運転を停止し、1次冷却回路の圧力を維持し、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。
補給給水ポンプ	ATM補給給水ポンプ （必要時稼働あり） （必要時稼働あり）	ATM補給給水ポンプは、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。
補給給水ポンプ	ATM補給給水ポンプ （必要時稼働あり） （必要時稼働あり）	ATM補給給水ポンプは、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。

高浜発電所3/4号炉

第 2.5.4.2 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（2/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原因事象	負荷の喪失	圧力制御の観点で制御対象となるパラメータに対して余裕を大きく取り、異常発生後、主系統内の蓄水量が同時に起こる緊急事態を考慮し、余裕を大きく確保する。
外部電源	原子炉停止機能喪失 外部電源あり	原子炉停止機能喪失発生時の状態として設定。 外部電源がある場合、1次冷却回路の運転を停止し、1次冷却回路の圧力を維持し、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。
補給給水ポンプ	ATM補給給水ポンプ （必要時稼働あり） （必要時稼働あり）	ATM補給給水ポンプは、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。
補給給水ポンプ	ATM補給給水ポンプ （必要時稼働あり） （必要時稼働あり）	ATM補給給水ポンプは、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

第 7.1.5.3 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（2/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原因事象	負荷の喪失	圧力制御の観点で制御対象となるパラメータに対して余裕を大きく取り、異常発生後、主系統内の蓄水量が同時に起こる緊急事態を考慮し、余裕を大きく確保する。
外部電源	原子炉停止機能喪失 外部電源あり	原子炉停止機能喪失発生時の状態として設定。 外部電源がある場合、1次冷却回路の運転を停止し、1次冷却回路の圧力を維持し、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。
補給給水ポンプ	ATM補給給水ポンプ （必要時稼働あり） （必要時稼働あり）	ATM補給給水ポンプは、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。
補給給水ポンプ	ATM補給給水ポンプ （必要時稼働あり） （必要時稼働あり）	ATM補給給水ポンプは、1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。1次冷却回路の圧力上昇による圧力制御の余裕を確保する。

【大坂、高浜】  
 設計の相違  
 ・泊は個別解析であり、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  
 【大坂、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）

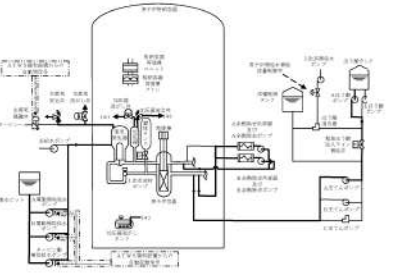
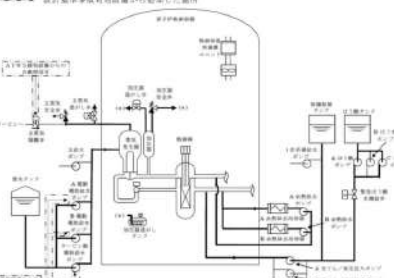
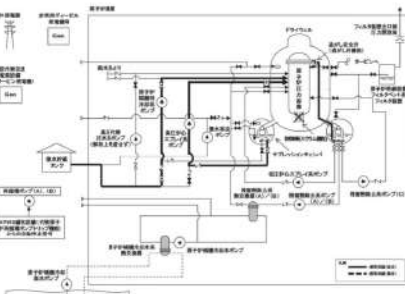
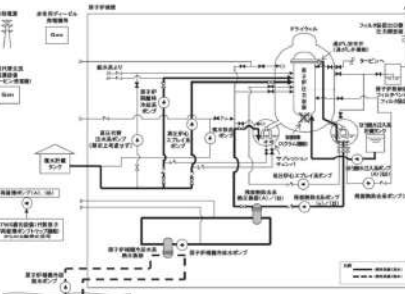
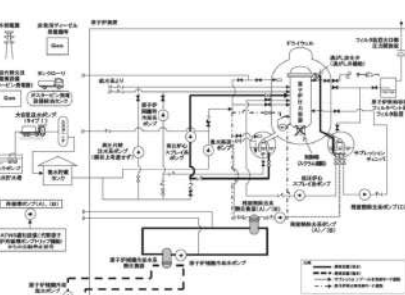
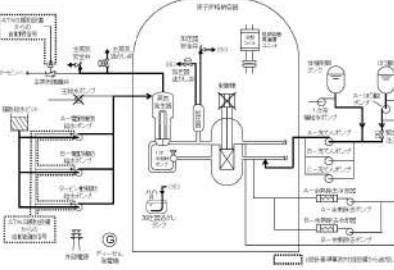
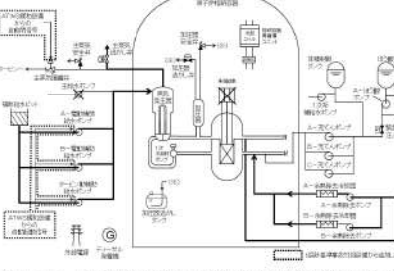
7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.4 表 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="190 295 548 406"> <thead> <tr> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最悪値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.6MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最悪値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.4MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p> <p>第 2.5.5 表 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="190 502 548 614"> <thead> <tr> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最悪値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.9MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最悪値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.6MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p>	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	-16pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]	-16pcm/℃	最悪値+20%	考慮する*	約 19.4MPa[gage]	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	-16pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.9MPa[gage]	-16pcm/℃	最悪値+20%	考慮する*	約 19.6MPa[gage]	<p>第 2.5.3.1 表 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="616 311 1041 422"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-13pcm/℃</td> <td>標準値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.5MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-13pcm/℃</td> <td>標準値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.0MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p> <p>第 2.5.3.2 表 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="616 518 1041 630"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-13pcm/℃</td> <td>標準値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.5MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-13pcm/℃</td> <td>標準値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.2MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p>	解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	基本ケース	-13pcm/℃	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]	感度ケース	-13pcm/℃	標準値+20%	考慮する*	約 19.0MPa[gage]	解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	基本ケース	-13pcm/℃	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]	感度ケース	-13pcm/℃	標準値+20%	考慮する*	約 19.2MPa[gage]		<p>第 7.1.5.4 表 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1556 295 1982 406"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最悪値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.6MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最悪値+20%</td> <td>考慮する<sup>(注1)</sup></td> <td>約 19.0MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 初期定常誤差として、下記を考慮した。          炉心熱出力：定格値+2%          1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃          1次冷却材圧力：定格値+0.21MPa</p> <p>第 7.1.5.5 表 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1556 502 1982 614"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最悪値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.6MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最悪値+20%</td> <td>考慮する<sup>(注1)</sup></td> <td>約 19.0MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 初期定常誤差として、下記を考慮した。          炉心熱出力：定格値+2%          1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃          1次冷却材圧力：定格値+0.21MPa</p>	解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	基本ケース	-18pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]	感度ケース	-18pcm/℃	最悪値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.0MPa[gage]	解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	基本ケース	-18pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]	感度ケース	-18pcm/℃	最悪値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.0MPa[gage]	<p>【大阪、高浜】          解析結果の相違          ・泊はMTC初期値として炉心設計を包絡する-18pcm/℃を用いた解析を実施（大阪の-16pcm/℃と同じ考え方）          ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と同様）</p>
減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																																																					
-16pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]																																																																																					
-16pcm/℃	最悪値+20%	考慮する*	約 19.4MPa[gage]																																																																																					
減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																																																					
-16pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.9MPa[gage]																																																																																					
-16pcm/℃	最悪値+20%	考慮する*	約 19.6MPa[gage]																																																																																					
解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																																																				
基本ケース	-13pcm/℃	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]																																																																																				
感度ケース	-13pcm/℃	標準値+20%	考慮する*	約 19.0MPa[gage]																																																																																				
解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																																																				
基本ケース	-13pcm/℃	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]																																																																																				
感度ケース	-13pcm/℃	標準値+20%	考慮する*	約 19.2MPa[gage]																																																																																				
解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																																																				
基本ケース	-18pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]																																																																																				
感度ケース	-18pcm/℃	最悪値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.0MPa[gage]																																																																																				
解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																																																				
基本ケース	-18pcm/℃	最悪値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]																																																																																				
感度ケース	-18pcm/℃	最悪値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.0MPa[gage]																																																																																				



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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>設計基準事故対応段階から追加した箇所</p> <p>第2.5.1図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応段階から追加した箇所</p> <p>第2.5.1.1図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第2.5.1図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)              (原子炉停止及び原子炉注水)</p>  <p>第2.5.2図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)              (原子炉未臨界操作、原子炉注水及び格納容器冷却熱)</p>  <p>第2.5.3図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)              (原子炉注水、格納容器除熱及び原子炉冷却)</p>	 <p>第7.1.5.1図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)              (ATWS 緩和設備及び緊急ほうげん濃縮)</p>  <p>第7.1.5.1図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)              (余熱除去系による炉心冷却)</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（女川以降の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・対応手段に応じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</li> <li>・外部電源、ディーゼル発電機を自記</li> </ul>

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (1/2)</p>	<p>第 2.5.1.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (1/2)</p>	<p>第 7.1.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (1/2)</p>	<p>第 7.1.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (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>

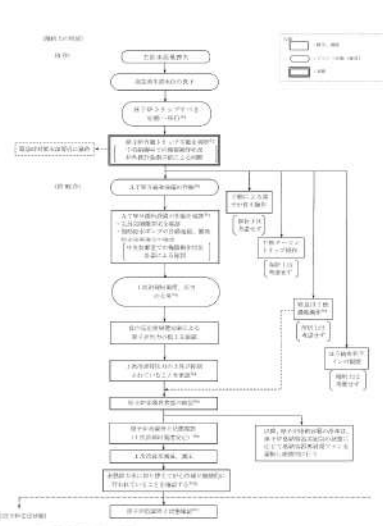
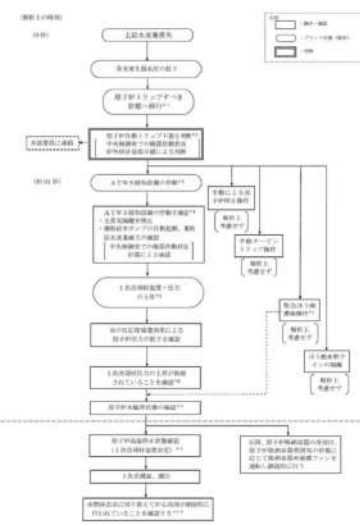
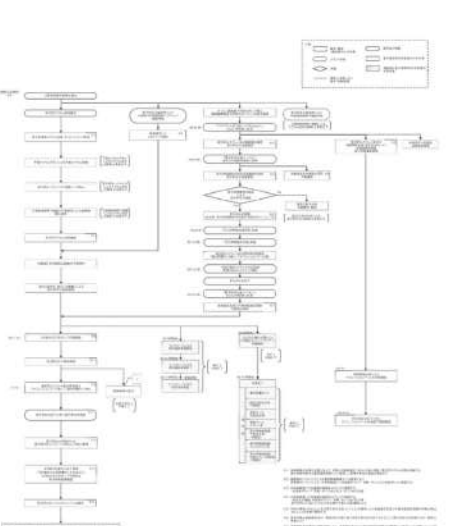
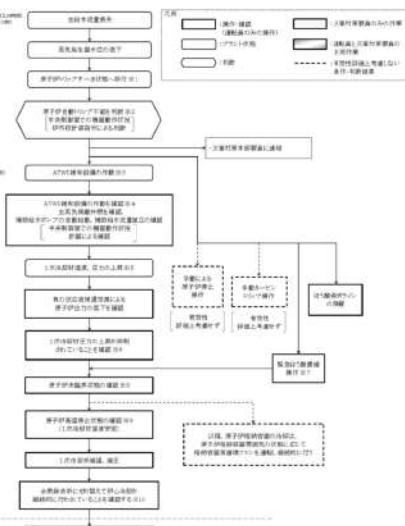
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>図 2.5.1.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>図 7.1.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>図 7.1.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要                      (「主給水流喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)</p>  <p>91. 緊急停止機能喪失の発生                      92. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      93. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      94. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      95. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      96. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      97. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      98. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。</p>	<p>第 2.5.1.3 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要                      (「主給水流喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)</p>  <p>91. 緊急停止機能喪失の発生                      92. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      93. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      94. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      95. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      96. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      97. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      98. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。</p>	<p>第 2.5.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要</p>  <p>91. 緊急停止機能喪失の発生                      92. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      93. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      94. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      95. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      96. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      97. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      98. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。</p>	<p>第 7.1.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要                      (「主給水流喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展)</p>  <p>91. 緊急停止機能喪失の発生                      92. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      93. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      94. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      95. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      96. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      97. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。                      98. 緊急停止機能喪失発生後、原子炉停止機能喪失発生時の状況に応じた対応を実施する。</p>	<p>【大阪、高浜】                      記載方針の相違（女川変遷の反映）                      ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策委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・判断結果を被線で記載」                      ・有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段を記載                      【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>

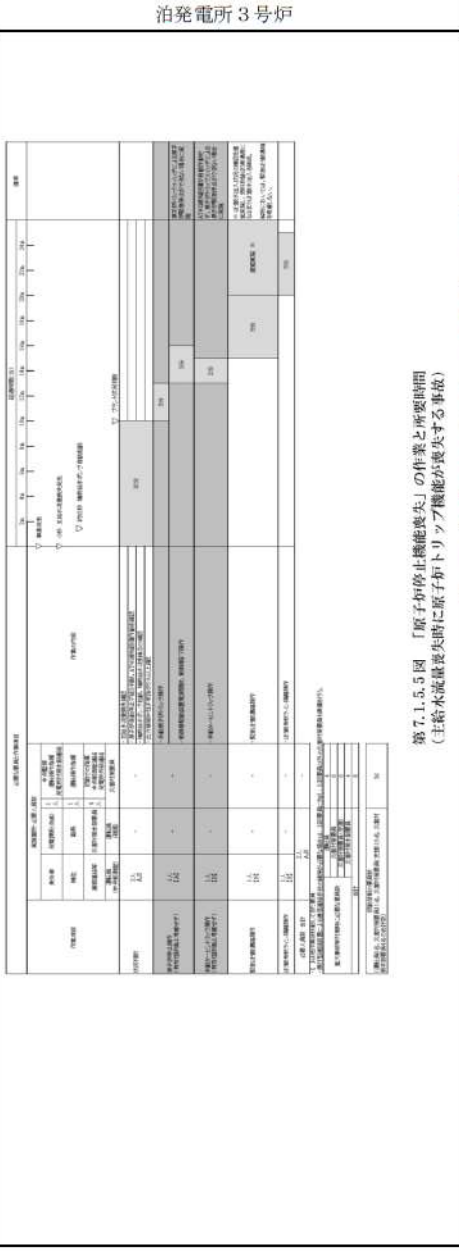
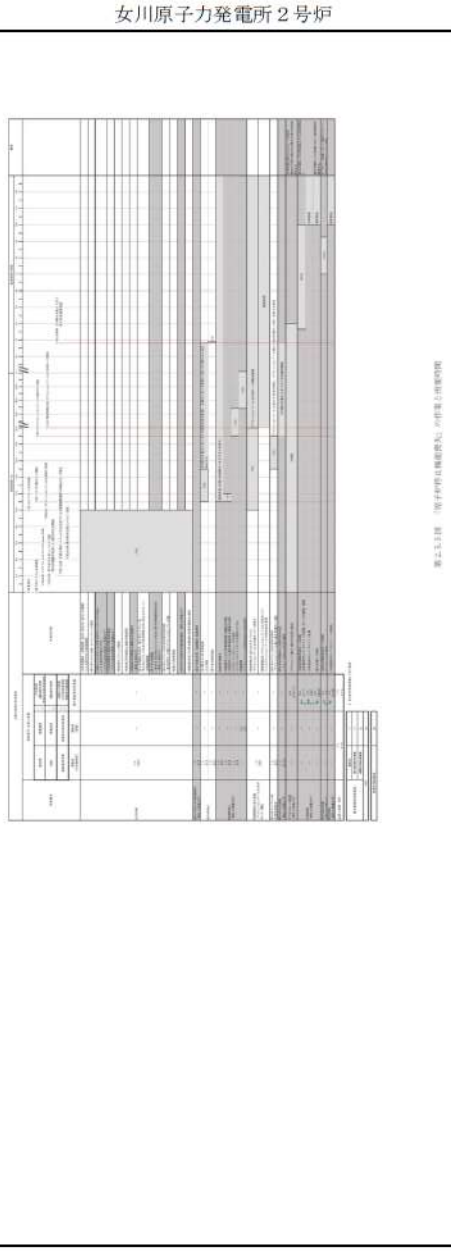
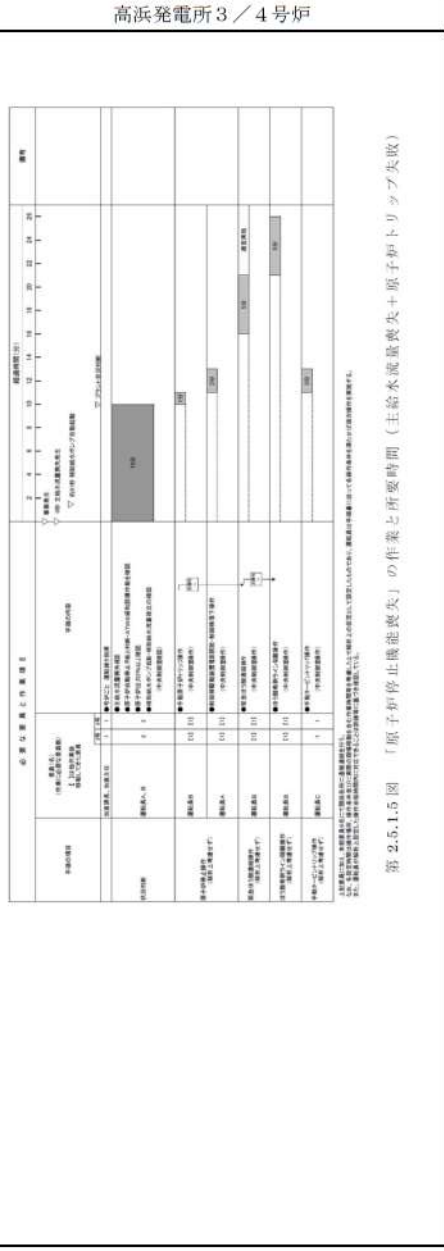
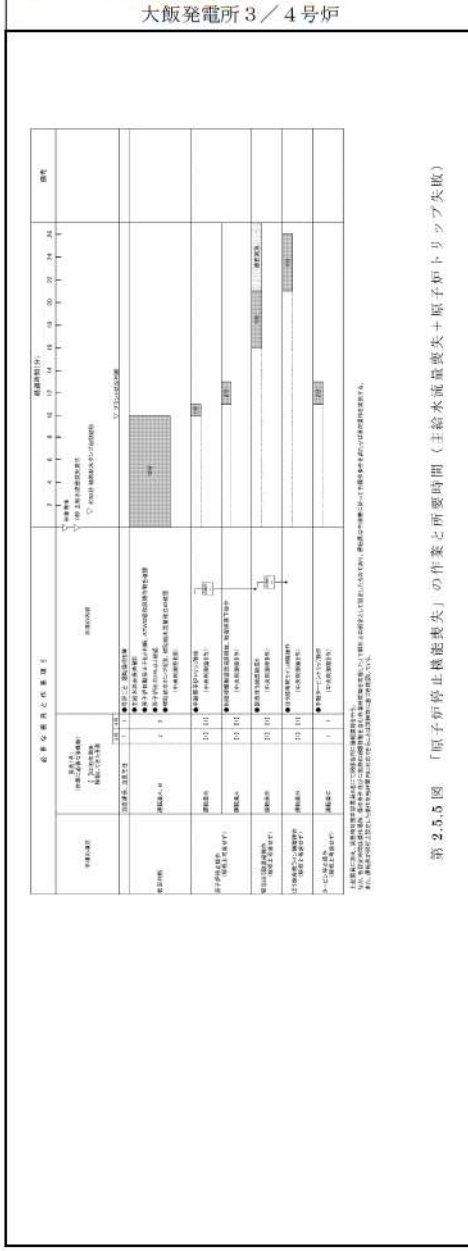
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.4.4 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展）</p>	<p>図 2.5.1.4 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展）</p>	<p>図 2.5.1.4 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事象」の事象進展）</p>	<p>図 2.5.1.4 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事象」の事象進展）</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・判断結果を被線で記載」              ・有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段を記載</p> <p>【大阪、高浜】              設計の相違              解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】              名称等の相違</p>
<p>第 2.5.4.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展）</p>	<p>第 2.5.1.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展）</p>	<p>第 2.5.1.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事象」の事象進展）</p>	<p>第 2.5.1.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              （「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事象」の事象進展）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失



相違理由

【大阪、高浜】  
 記載方針の相違（女川凝縮の反映）  
 ・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

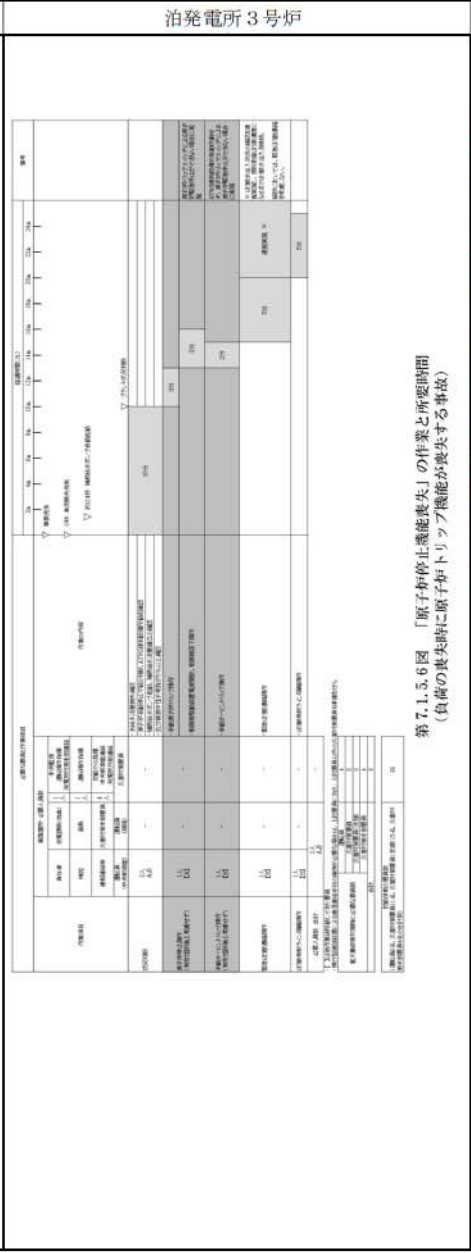
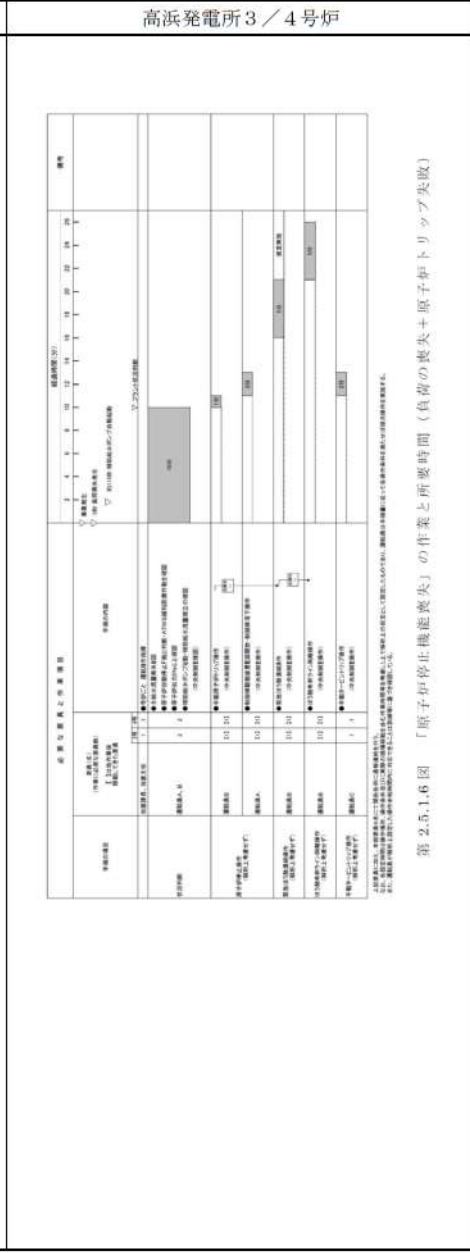
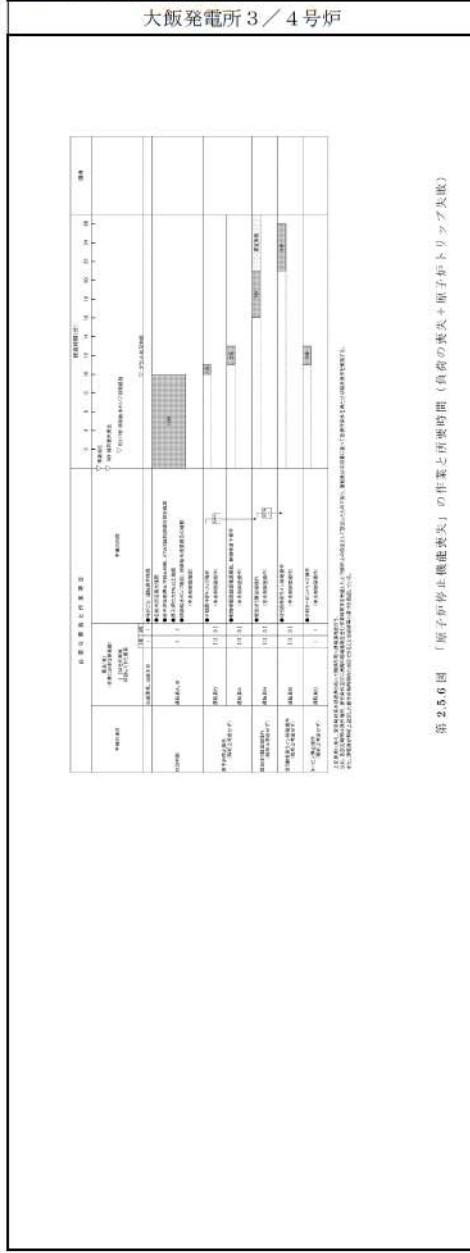
【大阪、高浜】  
 設計の相違  
 解析結果の相違

【大阪、高浜】  
 名称等の相違

第 7.1.5.5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失



相違理由

- 【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
- 【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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.7 図 原子炉出力の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.2.1 図 原子炉出力の推移（主給水流量喪失）</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 2.5.6 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.7 図 原子炉出力の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】              解析結果の相違              ・泊は補助給水流量が少ないため、解析時間（600秒）では高温冷却材のパーセンテージが完了せず、出力が上昇（1次冷却材温度が低下）しない</p>
<p>第 2.5.8 図 1次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.2.2 図 1次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.7 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.8 図 1次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.9 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）</p> <p>* 原子炉冷却材圧力パワングラフにおける圧力の最高値を表示</p>	<p>第 2.5.2.3 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）</p> <p>※ 原子炉冷却材圧力パワングラフにおける圧力の最高値を表示</p>	<p>第 2.5.8 図 過し弁安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量の推移（事象発生から300秒後まで）</p> <p>第 2.5.9 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュワウド外水位）の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.9 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）</p> <p>* 原子炉冷却材圧力パワングラフにおける圧力の最高値を表示</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>主蒸気ライン隔離による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器速がし弁及び安全弁動作</p> <p>第 2.5.10 図 加圧器速がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>加圧器速がし弁・安全弁流量 (kg/s)</p> <p>時間 (秒)</p> <p>加圧器速がし弁 加圧器安全弁</p> <p>除熱能力低下による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器速がし弁及び安全弁動作</p> <p>加圧器速がし弁からの放出が蒸気放出から遅延放出となることで放出流量が増加</p>	<p>主蒸気ライン隔離による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器速がし弁及び安全弁動作</p> <p>第 2.5.2.4 図 加圧器速がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>加圧器速がし弁・安全弁流量 (kg/s)</p> <p>時間 (秒)</p> <p>加圧器速がし弁 加圧器安全弁</p> <p>除熱能力低下による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器速がし弁及び安全弁動作</p> <p>加圧器速がし弁からの放出が蒸気放出から遅延放出となることで放出流量が増加</p>	<p>主蒸気ライン隔離による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器速がし弁動作</p> <p>第 7.1.5.10 図 加圧器速がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>加圧器速がし弁・安全弁流量 (kg/s)</p> <p>時間 (秒)</p> <p>加圧器速がし弁 加圧器安全弁</p> <p>除熱能力低下による1次冷却材温度及び圧力変動により加圧器速がし弁及び安全弁動作</p> <p>加圧器速がし弁からの放出が蒸気放出から遅延放出となることで放出流量が増加</p> <p>1次冷却材圧力及び温度がわずかに上昇することによる加圧器速がし弁動作</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>・泊は補助給水流量が少ないため、1次冷却材温度・圧力の低下が緩やかになるため、圧力上昇を抑制するための加圧器速がし弁及び安全弁動作時間が長期化する</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>・同上</p>	
<p>加圧器速がし弁・安全弁流量 (kg/s)</p> <p>第 2.5.11 図 加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>加圧器保有水量 (m³)</p> <p>時間 (秒)</p> <p>加圧器満水</p> <p>1次冷却材温度が安定することにより加圧器保有水量の低下が抑えられ増大</p> <p>1次冷却材温度上昇による上昇</p>	<p>加圧器速がし弁・安全弁流量 (kg/s)</p> <p>第 2.5.2.5 図 加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>加圧器保有水量 (m³)</p> <p>時間 (秒)</p> <p>加圧器満水</p> <p>1次冷却材温度上昇による水位上昇</p> <p>1次冷却材温度上昇によりわずかに上昇し安定</p>	<p>加圧器速がし弁・安全弁流量 (kg/s)</p> <p>第 7.1.5.11 図 加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>加圧器保有水量 (m³)</p> <p>時間 (秒)</p> <p>加圧器満水</p> <p>加圧器速がし弁動作による水位上昇</p> <p>1次冷却材温度上昇による水位上昇</p> <p>1次冷却材温度が安定することにより加圧器保有水量の変化が抑えられ増大</p>		

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.12 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.2.6 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.10 図 炉心平均ボイド率の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.12 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・泊は補助給水流量が少ないことから除熱能力が小さく、加圧器速がし弁が動作する期間が他プラントより長いため、減圧沸騰により多くのボイドが生じる</p>
<p>第 2.5.13 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.2.7 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.11 図 燃料被覆管温度の推移（14ノード、事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.13 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.12 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.2.6 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.10 図 炉心平均ボイド率の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.12 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.13 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.2.7 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.11 図 燃料被覆管温度の推移（14ノード及び16ノード、事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.13 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>主蒸気ライン隔離により2次冷却系除熱量低下                  2次冷却系圧力上昇に伴う主蒸気逃がし弁及び安全弁動作により2次冷却系除熱量が一時的に復帰                  蒸気発生器水位低下による除熱能力低下                  補助給水により除熱維持</p> <p>時間(秒)</p>	<p>主蒸気ライン隔離により2次冷却系除熱量低下                  2次冷却系圧力上昇に伴う主蒸気逃がし弁及び安全弁動作により2次冷却系除熱量が一時的に復帰                  蒸気発生器水位低下による除熱能力低下                  補助給水により2次冷却系除熱量がわずかに上昇し安定</p> <p>時間(秒)</p>	<p>主蒸気ライン隔離により2次冷却系除熱量低下                  2次冷却系圧力上昇に伴う主蒸気逃がし弁及び安全弁動作により2次冷却系除熱量が一時的に復帰                  蒸気発生器水位低下による除熱能力低下                  補助給水により2次冷却系除熱量を維持</p> <p>時間(秒)</p>	<p>主蒸気ライン隔離により2次冷却系除熱量低下                  2次冷却系圧力上昇に伴う主蒸気逃がし弁及び安全弁動作により2次冷却系除熱量が一時的に復帰                  蒸気発生器水位低下による除熱能力低下                  補助給水により一定の除熱量を維持</p> <p>時間(秒)</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.14 図 2次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>ATWS検知と設備による主蒸気ライン隔離（約48秒）                  2次側圧力上昇による主蒸気逃がし弁及び安全弁動作                  蒸気発生器水位低下による流量低下</p> <p>時間(秒)</p>	<p>第 2.5.2.8 図 2次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>ATWS検知と設備による主蒸気ライン隔離（約48秒）                  2次側圧力上昇による主蒸気逃がし弁及び安全弁動作                  蒸気発生器水位低下による流量低下</p> <p>時間(秒)</p>	<p>第 2.5.14 図 クオリティの推移（燃料被覆管最高温度の発生位置、事象発生から300秒後まで）</p> <p>主蒸気ライン隔離による圧力上昇に伴うボイラ側からの上昇                  中心流量減少でボイラが噴霧し、出力低下                  炉内加熱熱による炉内温度低下に伴うボイラ側からの上昇                  炉内温度低下による炉内中心流量減少                  炉内温度低下による炉内中心流量減少                  炉内温度低下による炉内中心流量減少</p> <p>時間(秒)</p>	<p>第 7.1.5.14 図 2次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>ATWS検知と設備による主蒸気ライン隔離（約48秒）                  2次側圧力上昇による主蒸気逃がし弁及び安全弁動作                  蒸気発生器水位低下による流量低下                  主蒸気逃がし弁開閉による蒸気の噴出</p> <p>時間(秒)</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.15 図 蒸気流量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>時間(秒)</p>	<p>第 2.5.2.9 図 蒸気流量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>時間(秒)</p>	<p>第 2.5.15 図 中性子束及び炉内中心流量の推移（事象発生から50分後まで）</p> <p>時間(秒)</p>	<p>第 7.1.5.15 図 蒸気流量の推移（主給水流量喪失）</p> <p>時間(秒)</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.16 図 2次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.2.10 図 2次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.16 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（事象発生から 50 分後まで）</p> <p>第 2.5.17 図 逃がし安全弁流量及び高圧中心スプレイス系+原子炉隔離時冷却系流量の推移（事象発生から 50 分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.16 図 2次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.17 図 蒸気発生器2次側保有水量の推移（主給水流喪失）</p>	<p>第 2.5.2.11 図 蒸気発生器2次側保有水量の推移（主給水流喪失）</p>	<p>第 2.5.18 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シャドウ外水位）の推移（事象発生から50分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.17 図 蒸気発生器2次側保有水量の推移（主給水流喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.18 図 給水流速の推移（主給水流喪失）</p>	<p>第 2.5.2.12 図 給水流速の推移（主給水流喪失）</p>	<p>第 2.5.19 図 原子炉水位（シャドウ外水位）の推移（事象発生から50分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.18 図 給水流速の推移（主給水流喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

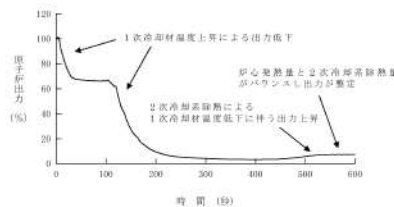
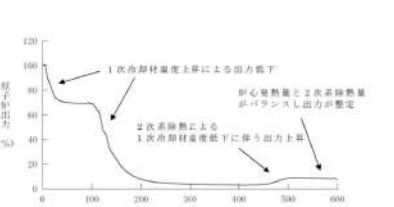
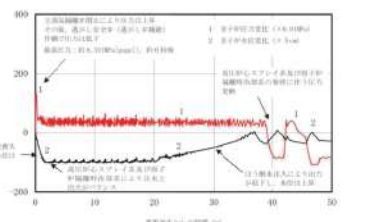
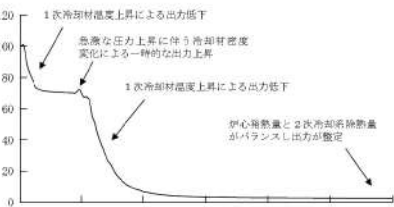
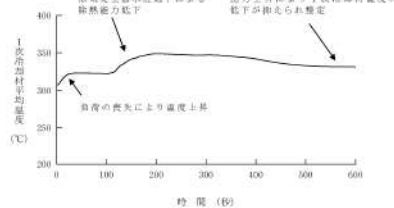
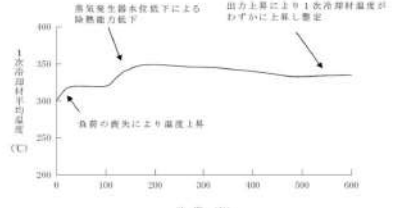
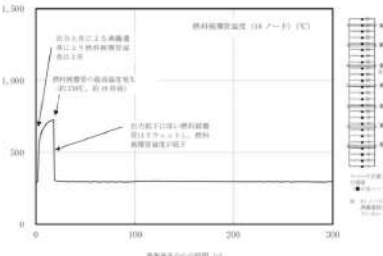
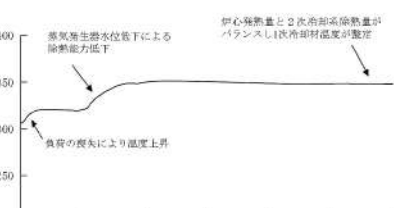
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.19 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）          （減速降温度係数初期値を-13pcm/℃とした場合）</p>		<p>第 2.5.20 図 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移（事象発生から50分後まで）</p> <p>第 2.5.21 図 外部電源がない場合の中性子束及び炉心流量の推移（事象発生から50分後まで）</p>		<p>【大阪】          解析方針の相違          ・大阪は13pcm/℃の評価結果を一部の評価に使用しているため          ・13pcm/℃についても評価している（大独独自）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.20 図 原子炉出力の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.2.13 図 原子炉出力の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.22 図 外部電源がない場合の原子炉圧力及び原子炉水位（シェラッド水位）の推移（事象発生から50分後まで）</p>	 <p>第 7.1.5.19 図 原子炉出力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.5.21 図 1次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.2.14 図 1次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.23 図 外部電源がない場合の燃料温度の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	 <p>第 7.1.5.20 図 1次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.22 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.2.15 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.24 図 外部電源がない場合のサプレッションプール水位及び格納容器圧力の推移（事象発生から50分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.21 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違</p>
		<p>第 2.5.25 図 注水温度 10℃の場合の中性子束及びβ線量の推移（事象発生から50分後まで）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>負荷の喪失による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器逃がし弁及び安全弁動作</p> <p>除熱能力低下による1次冷却材温度及び圧力上昇により加圧器逃がし弁及び安全弁動作</p> <p>加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出から液体放出となることで放出流量が増加</p> <p>第 2.5.23 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>負荷の喪失による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器逃がし弁及び安全弁動作</p> <p>除熱能力低下による1次冷却材温度及び圧力上昇による加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出から液体放出となることで放出流量が増加</p> <p>第 2.5.2.16 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.26 図 注水温度 10℃ の場合の炉内圧力及び炉内水位（シロワッド外水位）の推移（事象発生から 30 分後まで）</p>	<p>負荷の喪失による1次冷却材温度及び圧力上昇により加圧器逃がし弁動作</p> <p>加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出から液体放出となることで放出流量が増加</p> <p>第 7.1.5.22 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・泊は補助給水流量が少ないため、1次冷却材温度・圧力の降下が緩やかになるため、圧力上昇を抑制するための加圧器逃がし弁及び安全弁動作時間が長期化する</p>
<p>1次冷却材温度が安定することにより加圧器保水量の低下が抑えられ貯留</p> <p>第 2.5.24 図 加圧器保水量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>1次冷却材温度上昇によりわずかに上昇し安定</p> <p>第 2.5.2.17 図 加圧器保水量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.27 図 注水温度 10℃ の場合の燃料管温度の推移（事象発生から 300 秒後まで）</p>	<p>1次冷却材温度上昇による水位上昇</p> <p>第 7.1.5.23 図 加圧器保水量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・同上</p>

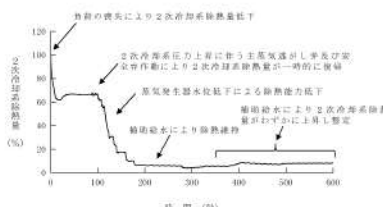
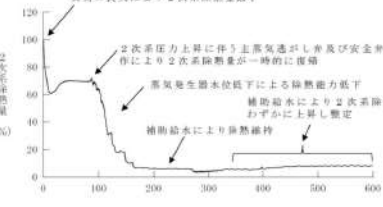
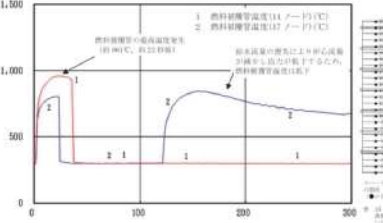
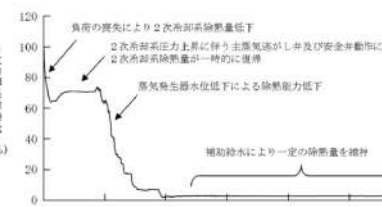
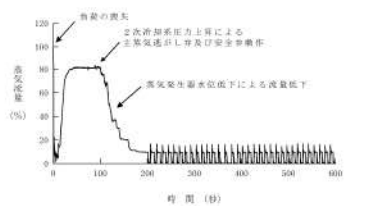
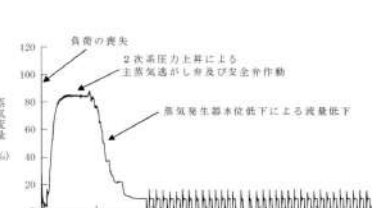
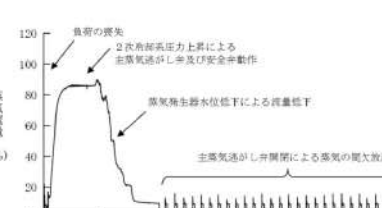
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.25 図 炉心上層ポイド率の推移（負荷の喪失）</p> <p>● 燃料実効温度（炉心平均）          ○ 燃料格納管温度*          ○ 1次冷却材温度（炉心平均）</p> <p>炉心出力低下に伴う温度低下          出力上昇により燃料実効温度がわずかに上昇し安定          最高値約 360℃（約 126秒）</p> <p>時間（秒）</p>	<p>第 2.5.218 図 炉心上層ポイド率の推移（負荷の喪失）</p> <p>● 燃料実効温度（炉心平均）          ○ 燃料格納管温度*          ○ 1次冷却材温度（炉心平均）</p> <p>炉心出力低下に伴う温度低下          出力上昇により燃料実効温度がわずかに上昇し安定          最高値約 360℃（約 115秒）</p> <p>時間（秒）</p>	<p>第 2.5.28 図 注水温度 10℃ の場合のサブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）</p> <p>第 2.5.29 図 格納容器の除熱を考慮しない場合のサブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.24 図 炉心上層ポイド率の推移（負荷の喪失）</p> <p>● 燃料実効温度（炉心平均）          ○ 燃料格納管温度*          ○ 1次冷却材温度（炉心平均）</p> <p>炉心出力低下に伴う温度低下          出力上昇により燃料実効温度がわずかに上昇し安定          最高値約 360℃（約 118秒）</p> <p>時間（秒）</p>	<p>【大阪、高浜】          解析結果の相違          ・泊は補助給水流量が少ないことから除熱能力が小さく、加圧器速がし弁が作動する期間が他プラントより長いため、減圧調節により多くのポイドが生じる</p> <p>【大阪、高浜】          解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.26 図 燃料実効温度と 1 次冷却材温度の推移（負荷の喪失）</p> <p>* 燃料格納管温度は、3 次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料格納管温度最高値の温度を示す。</p>	<p>第 2.5.219 図 燃料実効温度と 1 次冷却材温度の推移（負荷の喪失）</p> <p>* 燃料格納管温度は、3 次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料格納管温度最高値の温度を示す。</p>	<p>第 2.5.25 図 燃料実効温度と 1 次冷却材温度の推移（負荷の喪失）</p> <p>* 燃料格納管温度は、3 次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料格納管温度最高値の温度を示す。</p>	<p>第 7.1.5.25 図 燃料実効温度と 1 次冷却材温度の推移（負荷の喪失）</p> <p>* 燃料格納管温度は、3 次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料格納管温度最高値の温度を示す。</p>	

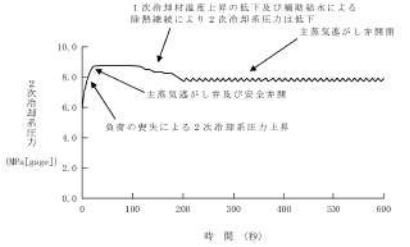
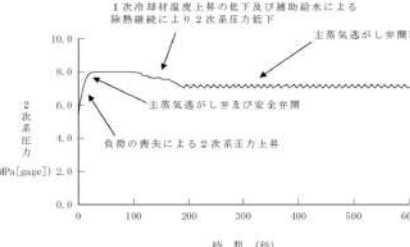
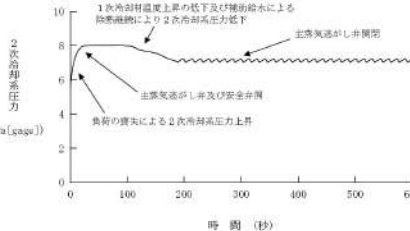
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>負荷の喪失により2次冷却系除熱量低下</p> <p>2次冷却系圧力上昇に伴う主蒸気逃がし弁及び安全弁動作により2次冷却系除熱量が一時的に復帰</p> <p>蒸気発生器水位低下による除熱能力低下</p> <p>補助給水により除熱維持</p>	 <p>負荷の喪失により2次系除熱量低下</p> <p>2次系圧力上昇に伴う主蒸気逃がし弁及び安全弁動作により2次系除熱量が一時的に復帰</p> <p>蒸気発生器水位低下による除熱能力低下</p> <p>補助給水により2次系除熱量がわずかに上昇し安定</p> <p>補給給水により除熱維持</p>	 <p>燃料温度の急激な上昇(11°Cにて、負圧状態)</p> <p>炉内温度の増加による炉心温度が融点に到達するまで、燃料温度は低下し、燃料燃焼停止はなし</p> <p>燃料燃焼停止はなし</p>	 <p>負荷の喪失により2次冷却系除熱量低下</p> <p>2次冷却系圧力上昇に伴う主蒸気逃がし弁及び安全弁動作により2次冷却系除熱量が一時的に復帰</p> <p>蒸気発生器水位低下による除熱能力低下</p> <p>補助給水により一定の除熱量を維持</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>負荷の喪失</p> <p>2次冷却系圧力上昇による主蒸気逃がし弁及び安全弁動作</p> <p>蒸気発生器水位低下による流量低下</p>	 <p>負荷の喪失</p> <p>2次系圧力上昇による主蒸気逃がし弁及び安全弁動作</p> <p>蒸気発生器水位低下による流量低下</p>		 <p>負荷の喪失</p> <p>2次冷却系圧力上昇による主蒸気逃がし弁及び安全弁動作</p> <p>蒸気発生器水位低下による流量低下</p> <p>主蒸気逃がし弁閉鎖による蒸気の顕大放出</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.27 図 2次冷却系除熱量の推移（負荷の喪失）</p> <p>第 2.5.28 図 蒸気流量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.2.20 図 2次系除熱量の推移（負荷の喪失）</p> <p>第 2.5.2.21 図 蒸気流量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.30 図 リュケットを考慮しない場合の燃料被覆温度の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.26 図 2次冷却系除熱量の推移（負荷の喪失）</p> <p>第 7.1.5.27 図 蒸気流量の推移（負荷の喪失）</p>	

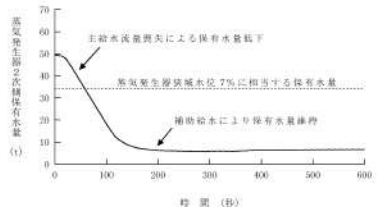
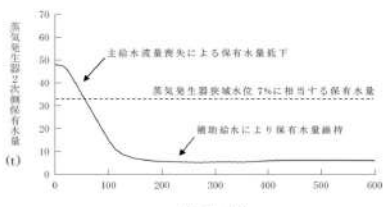
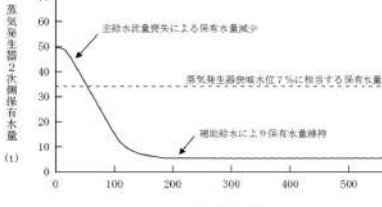
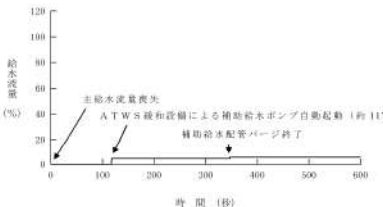
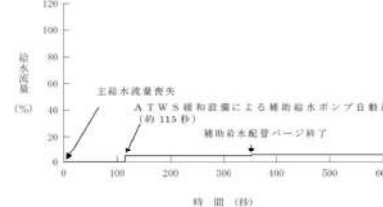
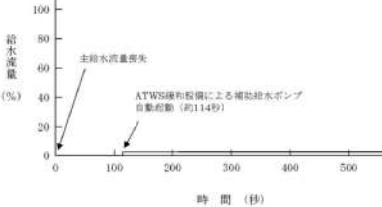
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.29 図 2次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.2.22 図 2次系圧力の推移（負荷の喪失）</p>		 <p>第 7.1.5.28 図 2次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.30 図 蒸気発生器2次側保水水量の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.2.23 図 蒸気発生器2次側保水水量の推移（負荷の喪失）</p>		 <p>第 7.1.5.29 図 蒸気発生器2次側保水水量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.5.31 図 給水流量の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.2.24 図 給水流量の推移（負荷の喪失）</p>		 <p>第 7.1.5.30 図 給水流量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

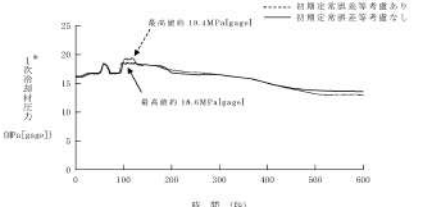
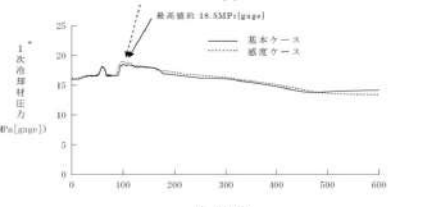
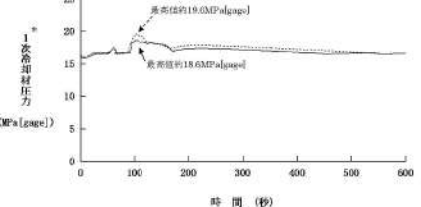
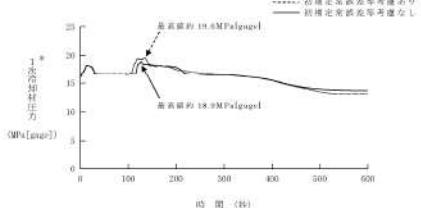
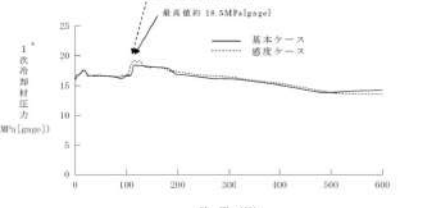
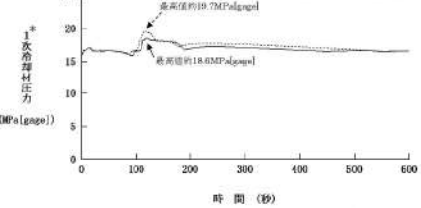
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.32 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）          （減速材温度係数初期値を-13pcm/Cとした場合）</p>				<p>【大阪】          解析方針の相違          ・大阪は13pcm/Cの評価結果を一部の評価に使用しているため          ・13pcm/Cについても評価している（大阪独自）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.33 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失） （初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>	 <p>第 2.5.3.1 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失） （定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>		 <p>第 7.1.5.31 図 1次冷却材圧力の推移比較（主給水流量喪失） （初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.5.34 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失） （初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>	 <p>第 2.5.3.2 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失） （定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>		 <p>第 7.1.5.32 図 1次冷却材圧力の推移比較（負荷の喪失） （初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

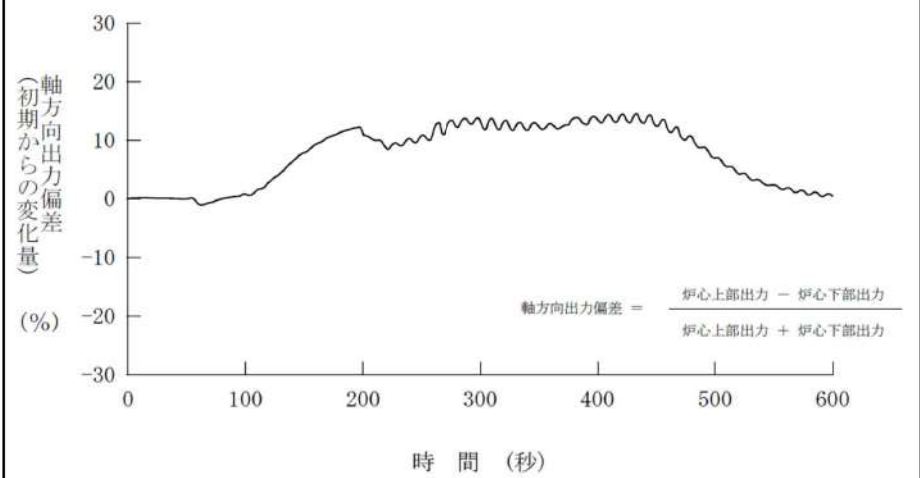
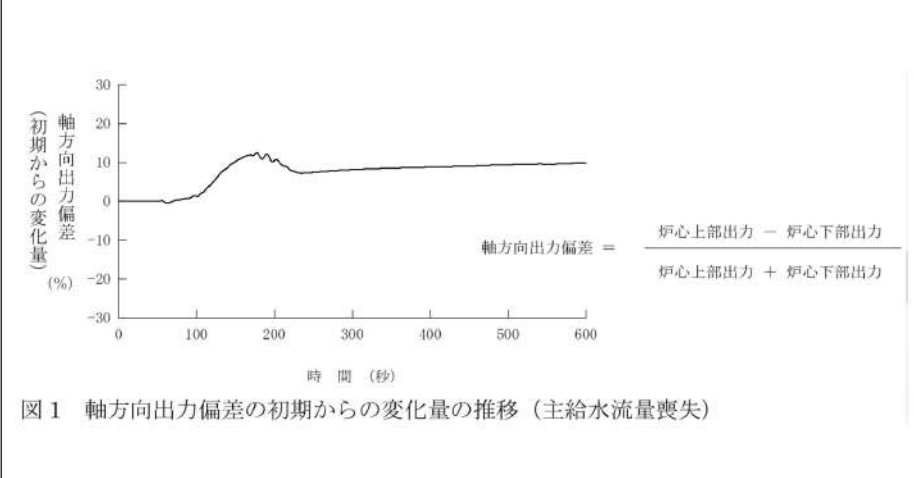
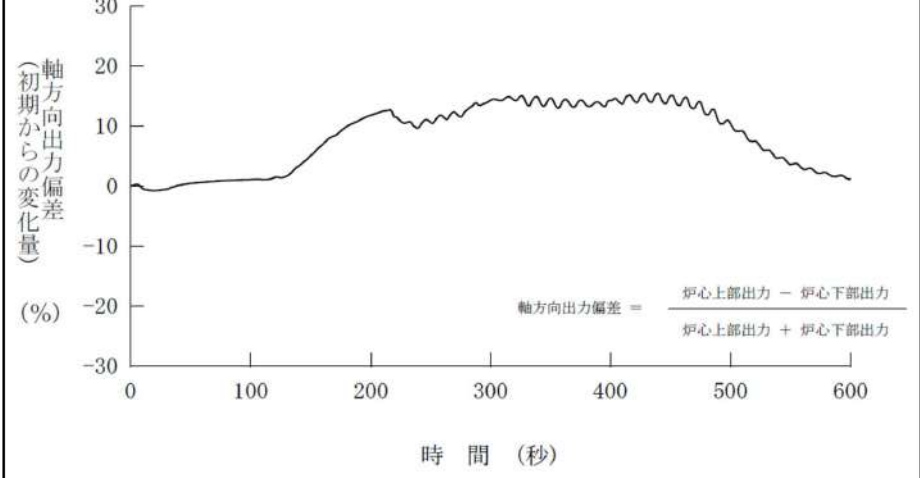
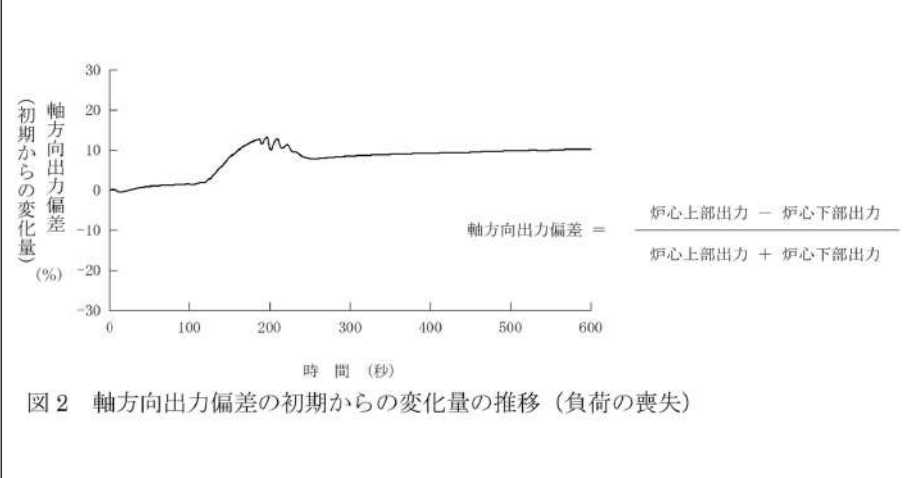


7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.1 ATWSにおける炉外核計測装置（NIS）追従性と運転操作について）

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 2.5.1</p> <p style="text-align: center;">ATWSにおける炉外核計測装置（NIS）追従性と運転操作について</p> <p>ATWS（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗及び負荷の喪失+原子炉トリップ失敗）では、原子炉トリップすべき状態に至っても原子炉トリップ（制御棒挿入）せず、ATWS緩和設備の作動により1次冷却材温度の上昇に伴う反応度フィードバックによって原子炉出力が低下する。</p> <p>このため、ATWS事象は、1次冷却材温度が高く、制御棒が未挿入状態という点において、通常の出力低下とは異なる。</p> <p>上記の相違点は、①NISの特性とATWS事象時の追従性の観点、②NISの追従性と運転操作の観点から、NISによるATWS事象進展・収束の確認に影響を与えるものではないと判断できる。</p> <p>① NISの特性とATWS事象時の追従性</p> <p>a. NISの測定原理及び応答時間（応答遅れ）<sup>*1</sup>を踏まえると、ATWS事象進展中の原子炉出力変化の傾向（低下及び整定）を把握する点において運転管理上支障はない。</p> <p>※1：核分裂により生じた高速中性子が炉外に漏れ、検出器周辺のコンクリートで減速された熱中性子を検出、測定し、その応答時間は10<sup>-4</sup>秒程度である。</p> <p>b. ATWS事象では、1次冷却材温度が上昇し減速材密度が低下することによって、高速中性子の原子炉からの漏れを増加させる効果はあるものの、出力低下により中性子束自体が大きく減少し、炉外に漏れる高速中性子数が減少するため、NIS指示値の低下を確認することができる。この出力低下に伴う炉外への高速中性子数の漏れの減少は、制御棒挿入有無にかかわらず同様のことが言える。</p> <p>c. 原子炉出力が大きく変動する場合には炉心内の出力分布等の変化により、炉心の平均的な中性子束とNIS出力の指示値には若干の偏差が生じることがあり得るが、原子炉を停止させる過程において運転員は出力変化の傾向（上昇/低下、整定）が判断できれば十分であり、炉心挙動の監視や運転操作に影響を与えるものではない。</p> <p>d. なお、ATWS事象の出力低下中における炉心内の軸方向出力偏差は、出力の低下によってやや炉心上部側へ推移するものの、極端な出力分布の偏りは認められない（図1及び図2参照）。</p> <p>②NISの追従性と運転操作</p> <p>ATWS事象は、ATWS緩和設備の自動作動により、出力は比較的短時間で整定するが、事象進展中は、前述のとおりNISにより出力の低下及び整定を確認することができる。</p> <p>また、ATWS事象における運転操作としては、原子炉トリップ失敗の判断及びATWS緩和設備の作動状況を確認した後、緊急ほう酸濃縮を行って原子炉を停止（未臨界達成）する。その際、NIS指示値は事象初期に比べて大きく低下中あるいは整定しつつある状態であるが、緊急ほう酸濃縮はNIS指示値とは関係なく直ちに開始する。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.5.1</p> <p style="text-align: center;">ATWSにおける炉外核計測装置（NIS）追従性と運転操作について</p> <p>ATWS（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗及び負荷の喪失+原子炉トリップ失敗）では、原子炉トリップすべき状態に至っても原子炉トリップ（制御棒挿入）せず、ATWS緩和設備の作動により1次冷却材温度の上昇に伴う反応度フィードバックによって原子炉出力が低下する。</p> <p>このため、ATWS事象は、1次冷却材温度が高く、制御棒が未挿入状態という点において、通常の出力低下とは異なる。</p> <p>上記の相違点は、①NISの特性とATWS事象時の追従性の観点、②NISの追従性と運転操作の観点から、NISによるATWS事象進展・収束の確認に影響を与えるものではないと判断できる。</p> <p>① NISの特性とATWS事象時の追従性</p> <p>a. NISの測定原理及び応答時間（応答遅れ）<sup>*1</sup>を踏まえると、ATWS事象進展中の原子炉出力変化の傾向（低下及び整定）を把握する点において運転管理上支障はない。</p> <p>※1：核分裂により生じた高速中性子が炉外に漏れ、検出器周辺のコンクリートで減速された熱中性子を検出、測定し、その応答時間は10<sup>-4</sup>秒程度である。</p> <p>b. ATWS事象では、1次冷却材温度が上昇し減速材密度が低下することによって、高速中性子の原子炉からの漏れを増加させる効果はあるものの、出力低下により中性子束自体が大きく減少し、炉外に漏れる高速中性子数が減少するため、NIS指示値の低下を確認することができる。この出力低下に伴う炉外への高速中性子数の漏れの減少は、制御棒挿入有無にかかわらず同様のことが言える。</p> <p>c. 原子炉出力が大きく変動する場合には炉心内の出力分布等の変化により、炉心の平均的な中性子束とNIS出力の指示値には若干の偏差が生じることがあり得るが、原子炉を停止させる過程において運転員は出力変化の傾向（上昇/低下、整定）が判断できれば十分であり、炉心挙動の監視や運転操作に影響を与えるものではない。</p> <p>d. なお、ATWS事象の出力低下中における炉心内の軸方向出力偏差は、出力の低下によってやや炉心上部側へ推移するものの、極端な出力分布の偏りは認められない（図1及び図2参照）。</p> <p>② NISの追従性と運転操作</p> <p>ATWS事象は、ATWS緩和設備の自動作動により、出力は比較的短時間で整定するが、事象進展中は、前述のとおりNISにより出力の低下及び整定を確認することができる。</p> <p>また、ATWS事象における運転操作としては、原子炉トリップ失敗の判断及びATWS緩和設備の作動状況を確認したのち、緊急ほう酸濃縮を行って原子炉を停止（未臨界達成）する。その際、NIS指示値は事象初期に比べて大きく低下中あるいは整定しつつある状態であるが、緊急ほう酸濃縮はNIS指示値とは関係なく直ちに開始する。</p>	

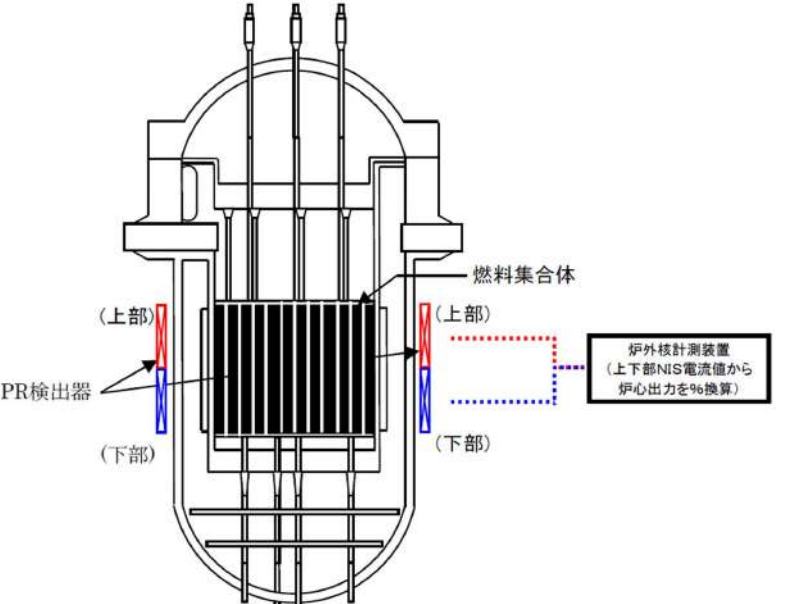
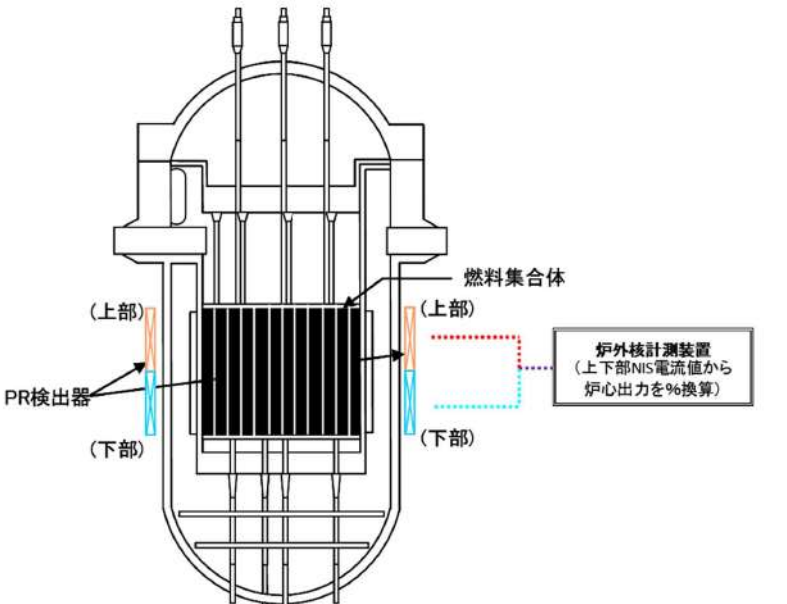
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.1 ATWSにおける炉外核計測装置（NIS）追従性と運転操作について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 軸方向出力偏差の初期からの変化量の推移（主給水流量喪失）</p>	 <p>図1 軸方向出力偏差の初期からの変化量の推移（主給水流量喪失）</p>	
 <p>図2 軸方向出力偏差の初期からの変化量の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>図2 軸方向出力偏差の初期からの変化量の推移（負荷の喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.1 ATWSにおける炉外核計測装置（NIS）追従性と運転操作について）

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;">NIS校正について</p> <p style="text-align: right;">添付</p> <p>○ NIS (Nuclear Instrumentation System: 炉外核計測装置)                      原子炉の中性子束を監視する装置であり、3種類の検出器がある。</p> <p>① 中性子源領域検出器 (2チャンネル) ⇒ 原子炉停止時・起動時の中性子束を監視                      ② 中間領域検出器 (2チャンネル) ⇒ 原子炉起動から出力運転時の中性子束を監視                      ③ 出力領域検出器 (4チャンネル) ⇒ 出力運転時の中性子束を監視</p> <p>○ NIS校正の概要                      運転中は主に出力領域検出器により中性子束を監視する。炉心熱出力 (SG熱出力) が一定であっても、炉心内の燃料集合体の燃焼状態の変化により、この指示値が変化するため、SG熱出力を目標としたNIS校正を実施する。</p> <p>NIS校正の内容・頻度                      運転中は、燃料集合体の燃焼状況に応じて、NIS指示値 (%換算) をSG熱出力 (%換算) にあわせるNIS校正を1ヶ月に1~2回程度実施する。                      なお、SG熱出力とは、蒸気発生器 (SG) を通して1次冷却材から2次冷却材へ伝達される熱量のことをいう。</p> 	<p style="text-align: center;">NIS校正について</p> <p style="text-align: right;">添付</p> <p>○ NIS (Nuclear Instrumentation System: 炉外核計測装置) とは                      原子炉の中性子束を監視する装置であり、3種類の検出器がある。</p> <p>① 中性子源領域検出器 (2チャンネル) ⇒ 原子炉停止時・起動時の中性子束を監視                      ② 中間領域検出器 (2チャンネル) ⇒ 原子炉起動から出力運転時の中性子束を監視                      ③ 出力領域検出器 (4チャンネル) ⇒ 出力運転時の中性子束を監視</p> <p>○ NIS校正の概要                      運転中は主に出力領域検出器により中性子束を監視する。炉心熱出力 (SG熱出力) が一定であっても、炉心内の燃料集合体の燃焼状態の変化により、この指示値が変化するため、SG熱出力を目標としたNIS校正を実施する。</p> <p>NIS校正の内容・頻度                      運転中は、燃料集合体の燃焼状況に応じて、NIS指示値 (%換算) をSG熱出力 (%換算) にあわせるNIS校正を1ヶ月に1~2回程度実施する。                      なお、SG熱出力とは、蒸気発生器 (SG) を通して1次冷却材から2次冷却材へ伝達される熱量のことをいう。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.2 ATWS 事象におけるプラント整定後から事象収束までの運転操作の成立性について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.2</p> <p>ATWS 事象におけるプラント整定後から事象収束までの運転操作の成立性について</p> <p>ATWS（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗及び負荷の喪失+原子炉トリップ失敗）事象の有効性評価において、プラント整定時点（事象発生 600 秒後）のプラント状態は、蒸気発生器（SG）がほぼドライアウトした状態で SG 水位の回復が見られず、また、1 次冷却材温度も約 331℃程度と高い状態である。〈添付 1 参照〉</p> <p>一方で、緊急ほう酸濃縮完了（事象発生の約 8.0 時間後）以降は、通常のプラント停止操作によって、1 次冷却系の冷却・減圧および余熱除去系による安定的な冷却（最終的な事象の収束）へ移行することとしている。</p> <p>通常のプラント停止操作開始までの期間（運転員による緊急ほう酸濃縮中）は、補助給水の継続および主蒸気逃がし弁の開閉によって、1 次冷却系の除熱は継続される。この期間における SG 水位回復および 1 次冷却材温度の低下（無負荷温度まで）の実現可能性を評価した。</p> <p>評価の結果、次頁に示すとおり、補助給水の継続によって 1 次冷却系の除熱および SG 水位の回復は可能※であり、有効性評価で示したとおりに緊急ほう酸濃縮が完了し、原子炉が安定した状態となる約 8.0 時間以降からは通常のプラント停止操作を開始し、余熱除去系による安定的な冷却状態へ移行できることがわかる。</p> <p>※プラント整定時点（事象発生 600 秒後）から通常のプラント停止操作開始（事象発生の約 8.0 時間後）の期間において、補助給水流量約 370t/h は、SG 水位回復および除熱（崩壊熱による 1 次冷却系の総発生熱量および 1 次冷却材温度を約 331℃から無負荷温度約 292℃まで低下させるのに必要な顕熱分）に必要な給水流量の時間平均値約 130t/h を上回る。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.5.2</p> <p>ATWS 事象におけるプラント整定後から事象収束までの運転操作の成立性について</p> <p>ATWS（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗及び負荷の喪失+原子炉トリップ失敗）事象の有効性評価において、プラント整定時点（事象発生 600 秒後）のプラント状態は、蒸気発生器（SG）がほぼドライアウトした状態で SG 水位の回復が見られず、また、1 次冷却材温度も 348℃程度と高い状態である。〈添付 1 参照〉</p> <p>一方で、緊急ほう酸濃縮完了（事象発生 4.5 時間後）以降は、通常のプラント停止操作※1によって、1 次冷却系の冷却・減圧および余熱除去系による安定的な冷却（最終的な事象の収束）へ移行することとしている。</p> <p>通常のプラント停止操作開始までの期間（運転員による緊急ほう酸濃縮中）は、補助給水の継続および主蒸気逃がし弁の開閉によって、1 次冷却系の除熱は継続される。この期間における SG 水位回復および 1 次冷却材温度の低下（無負荷温度まで）の実現可能性を評価した。</p> <p>評価の結果、次頁に示すとおり、補助給水の継続によって 1 次冷却系の除熱および SG 水位の回復は可能※2であり、有効性評価で示したとおりに緊急ほう酸濃縮が完了し、原子炉が安定した状態となる約 4.5 時間以降からは通常のプラント停止操作を開始し、余熱除去系による安定的な冷却状態へ移行できることがわかる。</p> <p>※1 通常のプラント停止操作では、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却手段としてタービンバイパス弁を使用するが、有効性評価では主蒸気逃がし弁を使用する。</p> <p>※2 プラント整定時点（事象発生 600 秒後）から通常のプラント停止操作開始（事象発生の約 4.5 時間後）の期間において、補助給水流量約 150t/h は、SG 水位回復および除熱（崩壊熱による 1 次冷却系の総発生熱量および 1 次冷却材温度を約 348℃から無負荷温度約 286℃まで低下させるのに必要な顕熱分）に必要な給水流量の時間平均値約 130t/h を上回る。</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

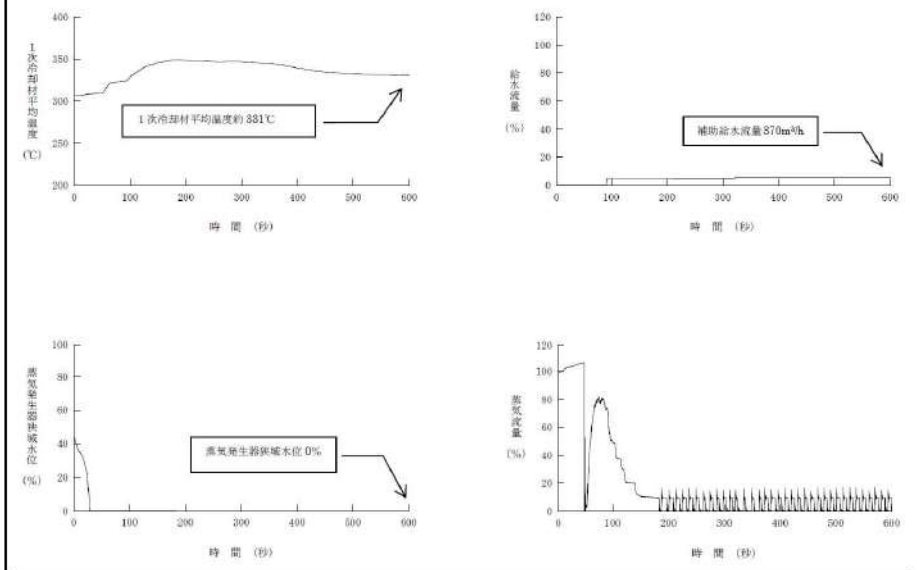
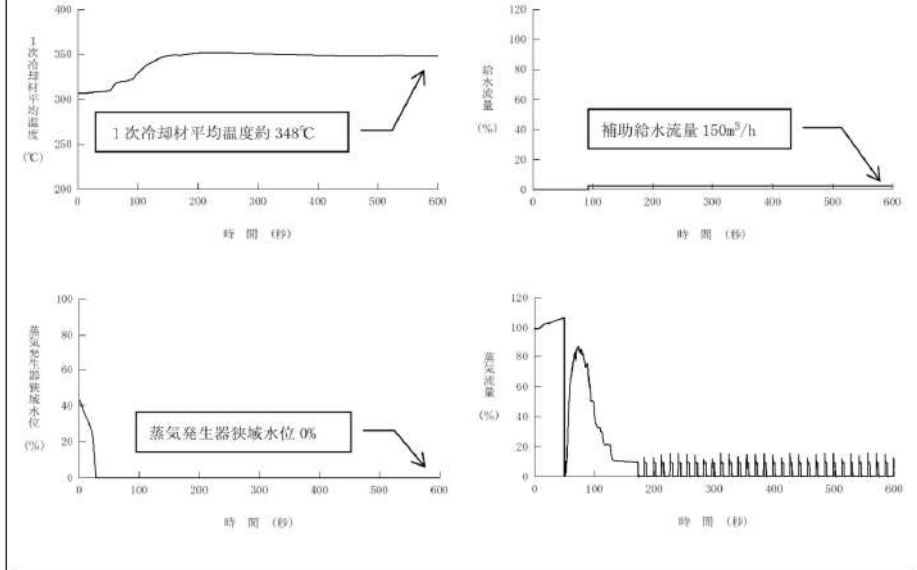
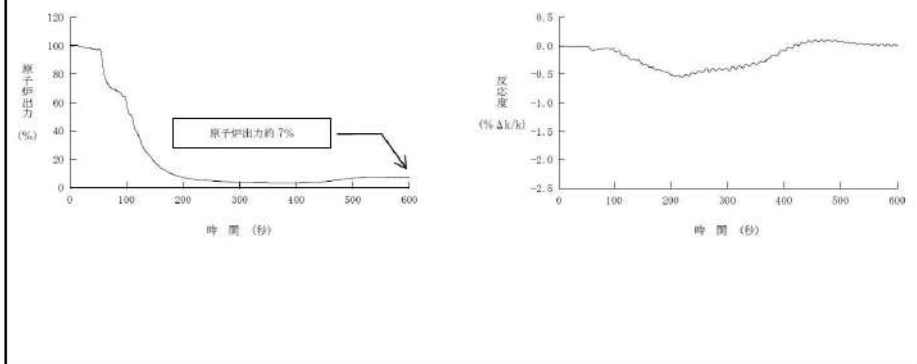
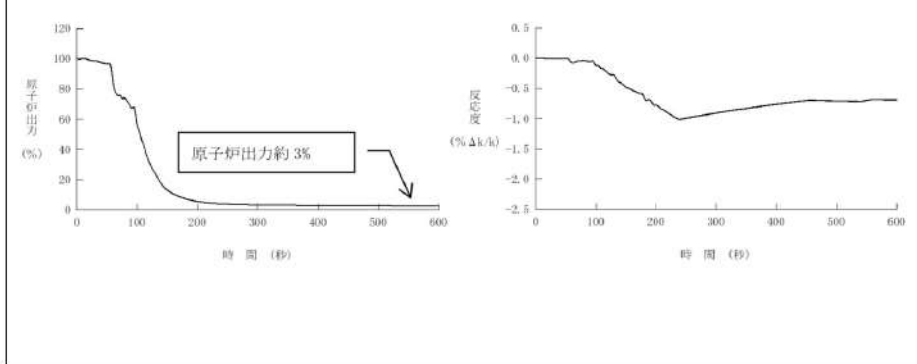
7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.2 ATWS 事象におけるプラント整定後から事象収束までの運転操作の成立性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>有効性評価（対応手順と所要時間）</p> <p>備考 通常のプラント停止操作</p> <p>主蒸気減がし弁の調整間による 主蒸気減がし弁の調整間による</p> <p>事象発生約8.0時間後に原子炉が安定し以降は、通常のプラント停止操作により、1次冷却系の冷却・AWRが可能。</p> <p>＜プラント状態＞      ○HPSD（停止余裕確保）      ○1次冷却材温度：約299℃      ○SG水位（領域）：33%</p> <p>※1：1次冷却系発生熱の積算量（調整熱+RCP入熱）：約16.0×10<sup>6</sup>kJ      ※2：1次冷却材温度低下（約331℃→約202℃）総熱量：約1.0×10<sup>6</sup>kJ      ※3：SG1基準までの保有本量：70t（調整期間中の調整熱）      ※4：約7.8時間の期間における調整および水位回復に必要な給水量の平均値を示す。      ※5：調整+SG水位回復に必要な給水量：約300t+約40t=約340t</p>	<p>有効性評価（対応手順と所要時間）</p> <p>備考 通常のプラント停止操作</p> <p>主蒸気減がし弁の調整間による</p> <p>事象発生約4.5時間後に原子炉が安定し以降は、通常のプラント停止操作により1次冷却系の冷却・減圧が可能。</p> <p>＜プラント状態＞      ○HSD（停止余裕確保）      ○1次冷却材温度：約285℃      ○SG水位（領域）：33%</p> <p>※1：1次冷却系発生熱の積算量（調整熱+RCP入熱）：約8.1×10<sup>6</sup>kJ      ※2：1次冷却材温度低下（約348℃→約285℃）総熱量：約1.0×10<sup>6</sup>kJ      ※3：SG1基準までの保有本量：約70.4t      ※4：約4.3時間の期間における調整および水位回復に必要な給水量の平均値を示す。      ※5：調整+SG水位回復に必要な給水量：約91t+約49t=約140t</p>	<p>相違理由</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

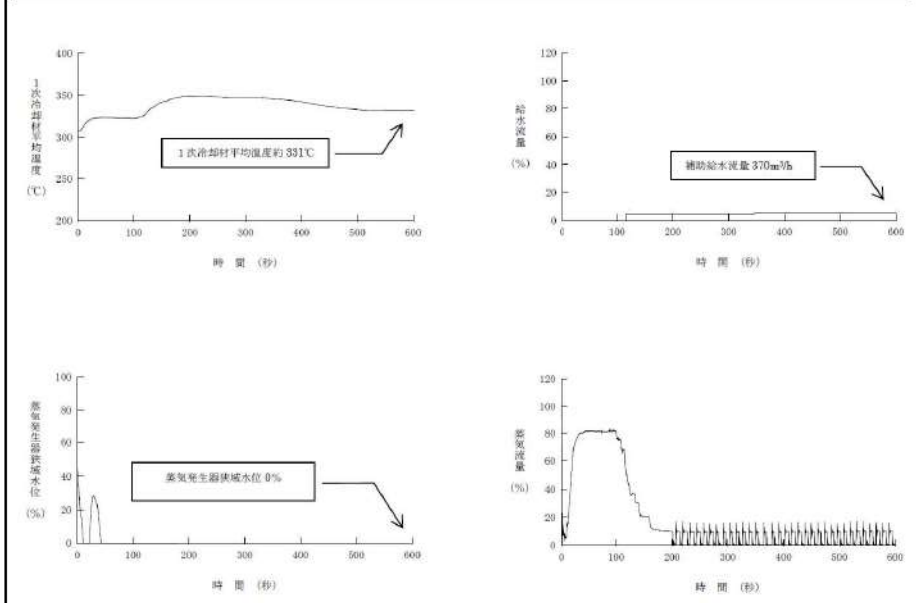
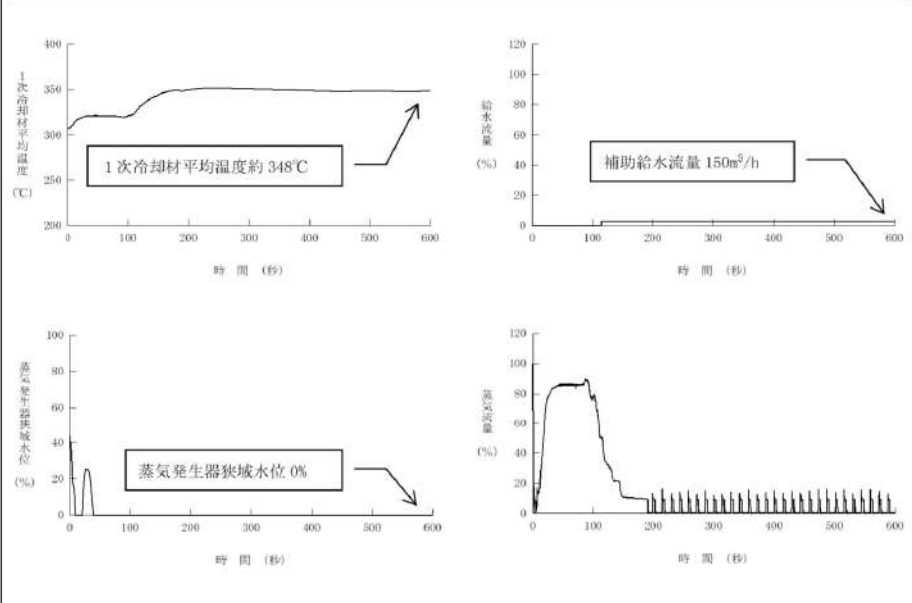
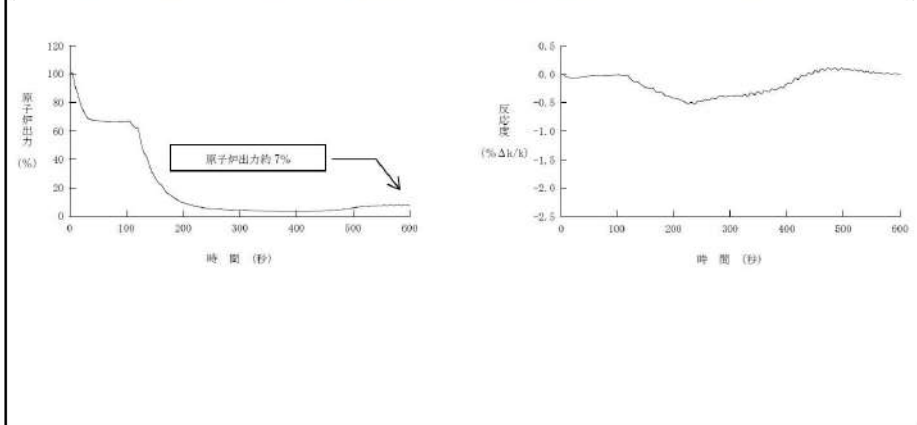
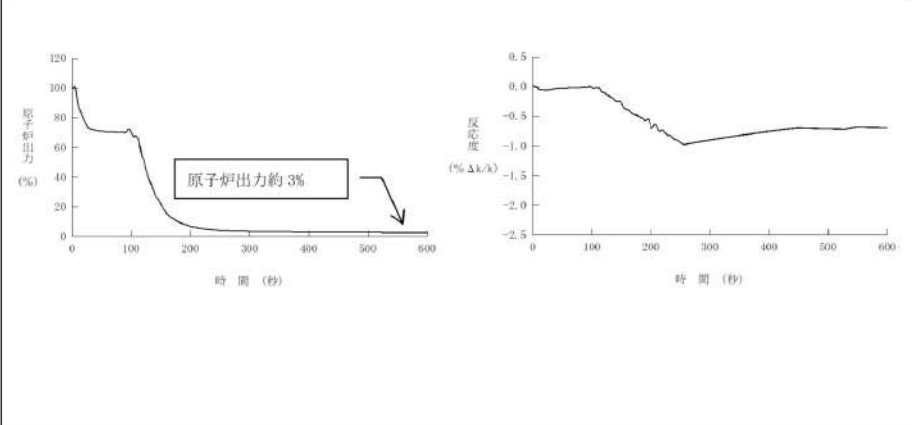
7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.2 ATWS 事象におけるプラント整定後から事象収束までの運転操作の成立性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付1</p> <p style="text-align: center;">ATWS 事象におけるプラント整定時点の状況（主給水流量喪失）</p>	<p style="text-align: center;">添付1</p> <p style="text-align: center;">ATWS 事象におけるプラント整定時点の状況（主給水流量喪失）</p>	
<p>プラント整定時点（600 秒）のプラント状態は、補助給水は継続され、主蒸気逃がし弁の自動開閉によって1次冷却系の除熱は継続されているものの、蒸気発生器水位の回復が見られず、また、1次冷却材温度も約331℃と高い状態にある。</p>	<p>プラント整定時点（600 秒）のプラント状態は、補助給水は継続され、主蒸気逃がし弁の自動開閉によって1次冷却系の除熱は継続されているものの、蒸気発生器水位の回復が見られず、また、1次冷却材温度も約348℃と高い状態にある。</p>	解析結果の相違
 <p>1次冷却材平均温度約331℃</p> <p>補助給水流量870m<sup>3</sup>/h</p> <p>蒸気発生器狭域水位0%</p> <p>蒸気発生器狭域水位0%</p>	 <p>1次冷却材平均温度約348℃</p> <p>補助給水流量150m<sup>3</sup>/h</p> <p>蒸気発生器狭域水位0%</p> <p>蒸気発生器狭域水位0%</p>	
<p>なお、600 秒時点において出力は炉心発熱量と2次冷却系除熱量がバランスし整定している。</p>	<p>なお、600 秒時点において出力は炉心発熱量と2次冷却系除熱量がバランスし、整定している。</p>	
 <p>原子炉出力約7%</p> <p>反応度 (% Δk/k) 約-0.5</p>	 <p>原子炉出力約3%</p> <p>反応度 (% Δk/k) 約-1.0</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.2 ATWS 事象におけるプラント整定後から事象収束までの運転操作の成立性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ATWS 事象におけるプラント整定時点の状況（負荷の喪失）</p>	<p>ATWS 事象におけるプラント整定時点の状況（負荷の喪失）</p>	
<p>プラント整定時点（600 秒）のプラント状態は、補助給水は継続され、主蒸気逃がし弁の自動開閉によって1次冷却系の除熱は継続されているものの、蒸気発生器水位の回復が見られず、また、1次冷却材温度も約331℃と高い状態にある。</p>	<p>プラント整定時点（600 秒）のプラント状態は、補助給水は継続され、主蒸気逃がし弁の自動開閉によって1次冷却系の除熱は継続されているものの、蒸気発生器水位の回復が見られず、また、1次冷却材温度も約348℃と高い状態にある。</p>	<p>解析結果の相違</p>
 <p>1次冷却材平均温度約331℃</p> <p>補助給水流量 370m<sup>3</sup>/h</p> <p>蒸気発生器狭域水位 0%</p> <p>蒸気発生器狭域水位 0%</p>	 <p>1次冷却材平均温度約348℃</p> <p>補助給水流量 150m<sup>3</sup>/h</p> <p>蒸気発生器狭域水位 0%</p> <p>蒸気発生器狭域水位 0%</p>	
<p>なお、600 秒時点において出力は炉心発熱量と2次冷却系除熱量がバランスし整定している。</p>	<p>なお、600 秒時点において出力は炉心発熱量と2次冷却系除熱量がバランスし、整定している。</p>	
 <p>原子炉出力約7%</p> <p>反応度 (%Δk/k)</p>	 <p>原子炉出力約3%</p> <p>反応度 (%Δk/k)</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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（原子炉停止機能喪失））

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 2.5.3</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 （原子炉停止機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の個別解析条件を第1表に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.5.3</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 （原子炉停止機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の個別解析条件を第1表に示す。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（原子炉停止機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																		
<p>第1表 システム熱水力解析用データ                      (原子炉停止機能喪失 (主給水流量喪失/負荷の喪失))</p> <table border="1"> <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) 事象収束に重要な機器</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) ATWS緩和設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>  i 設定点</td> <td>蒸気発生器水位7%(狭域)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>  ii 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値(設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>1-1)補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>  i 給水開始(起動遅れ時間)</td> <td>ATWS緩和設備作動設定点到達の60秒後(自動起動)</td> <td>最大値(設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>  ii 個数</td> <td>電動2台+タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>  iii 容量</td> <td>約370m<sup>3</sup>/h(蒸気発生器4基合計)</td> <td>最小値(設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> <tr> <td>1-2)主蒸気ライン隔離</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>  i 主蒸気隔離弁閉止(起動遅れ時間)</td> <td>ATWS緩和設備作動設定点到達の17秒後(自動起動)(主蒸気隔離弁閉止時間5秒を含む)</td> <td>最大値(設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>  ii 個数</td> <td>1個(1ループ当たり)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>(2) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 主給水流量喪失</td> <td>全ての蒸気発生器への給水停止を想定</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>2) 負荷の喪失</td> <td>負荷が瞬時に完全喪失及び主給水流量の喪失を想定</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>3) 原子炉トリップ失敗</td> <td>原子炉トリップの失敗を想定</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>(3) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 炉心熱出力</td> <td>3,411MW</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>2) 1次冷却材圧力</td> <td>15.41MPa[gage]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次冷却材温度</td> <td>307.1℃</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>4) 主給水流量</td> <td>[ ]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>5) 主蒸気流量</td> <td>[ ]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>6) 2次側圧力</td> <td>[ ]MPa[gage]</td> <td>100%出力時</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開することはできません。</p> <table border="1"> <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>(4)反応度補償効果</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1)減速材温度係数</td> <td>初期：-10pcm/℃</td> <td>最小値(設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> <tr> <td>2)ドップラ特性</td> <td>ウラン燃料平衡炉心を代表するドップラ特性</td> <td>設計値</td> </tr> </tbody> </table>	名称	数値	解析上の取り扱い	(1) 事象収束に重要な機器			1) ATWS緩和設備			i 設定点	蒸気発生器水位7%(狭域)	設計値	ii 応答時間	2.0秒	最大値(設計要求値)	1-1)補助給水ポンプ			i 給水開始(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備作動設定点到達の60秒後(自動起動)	最大値(設計要求値)	ii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値	iii 容量	約370m <sup>3</sup> /h(蒸気発生器4基合計)	最小値(設計値に余裕を考慮した値)	1-2)主蒸気ライン隔離			i 主蒸気隔離弁閉止(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備作動設定点到達の17秒後(自動起動)(主蒸気隔離弁閉止時間5秒を含む)	最大値(設計要求値)	ii 個数	1個(1ループ当たり)	設計値	(2) 事故条件			1) 主給水流量喪失	全ての蒸気発生器への給水停止を想定	事故想定	2) 負荷の喪失	負荷が瞬時に完全喪失及び主給水流量の喪失を想定	事故想定	3) 原子炉トリップ失敗	原子炉トリップの失敗を想定	事故想定	(3) 初期条件			1) 炉心熱出力	3,411MW	設計値	2) 1次冷却材圧力	15.41MPa[gage]	設計値	3) 1次冷却材温度	307.1℃	設計値	4) 主給水流量	[ ]	設計値	5) 主蒸気流量	[ ]	設計値	6) 2次側圧力	[ ]MPa[gage]	100%出力時	名称	数値	解析上の取り扱い	(4)反応度補償効果			1)減速材温度係数	初期：-10pcm/℃	最小値(設計値に余裕を考慮した値)	2)ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心を代表するドップラ特性	設計値	<p>第1表 システム熱水力解析用データ                      (原子炉停止機能喪失 (主給水流量喪失/負荷の喪失))</p> <table border="1"> <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) 事象収束に重要な機器</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) ATWS緩和設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>  i 設定点</td> <td>蒸気発生器水位低(狭域水位7%)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>  ii 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値(設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>1-1)補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>  i 給水開始(起動遅れ時間)</td> <td>ATWS緩和設備*作動設定点到達の60秒後(自動起動)</td> <td>最大値(設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>  ii 個数</td> <td>電動2台+タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>  iii 容量</td> <td>約150m<sup>3</sup>/h(蒸気発生器3基合計)</td> <td>最小値(設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> <tr> <td>1-2)主蒸気ライン隔離</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>  i 主蒸気隔離弁閉止(起動遅れ時間)</td> <td>ATWS緩和設備*作動設定点到達の17秒後(自動起動)</td> <td>最大値(設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>  ii 個数</td> <td>1個(1ループ当たり)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>(2) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 主給水流量喪失</td> <td>全ての蒸気発生器への給水停止を想定</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>2) 負荷の喪失</td> <td>負荷が瞬時に完全喪失及び主給水流量の喪失を想定</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>3) 原子炉トリップ失敗</td> <td>原子炉トリップの失敗を想定</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>(3) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 炉心熱出力</td> <td>2,652MW</td> <td>定格値</td> </tr> <tr> <td>2) 1次冷却材圧力</td> <td>15.41MPa[gage]</td> <td>定格値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次冷却材温度</td> <td>306.6℃</td> <td>定格値</td> </tr> <tr> <td>4) 主給水流量</td> <td>[ ]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>5) 主蒸気流量</td> <td>[ ]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>6) 2次側圧力</td> <td>[ ]</td> <td>100%出力時</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">*：ATWS緩和設備については、別紙に補足する。      [ ]：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> <table border="1"> <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>(4)反応度補償効果</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1)減速材温度係数</td> <td>初期： -18pcm/℃</td> <td>最大値(泊3号炉の炉心設計に基づく保守的な値)</td> </tr> <tr> <td>2)ドップラ特性</td> <td>ウラン燃料平衡炉心及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料平衡炉心を代表するドップラ特性</td> <td>最確値</td> </tr> </tbody> </table>	名称	数値	解析上の取り扱い	(1) 事象収束に重要な機器			1) ATWS緩和設備			i 設定点	蒸気発生器水位低(狭域水位7%)	設計値	ii 応答時間	2.0秒	最大値(設計要求値)	1-1)補助給水ポンプ			i 給水開始(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備*作動設定点到達の60秒後(自動起動)	最大値(設計要求値)	ii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値	iii 容量	約150m <sup>3</sup> /h(蒸気発生器3基合計)	最小値(設計値に余裕を考慮した値)	1-2)主蒸気ライン隔離			i 主蒸気隔離弁閉止(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備*作動設定点到達の17秒後(自動起動)	最大値(設計要求値)	ii 個数	1個(1ループ当たり)	設計値	(2) 事故条件			1) 主給水流量喪失	全ての蒸気発生器への給水停止を想定	事故想定	2) 負荷の喪失	負荷が瞬時に完全喪失及び主給水流量の喪失を想定	事故想定	3) 原子炉トリップ失敗	原子炉トリップの失敗を想定	事故想定	(3) 初期条件			1) 炉心熱出力	2,652MW	定格値	2) 1次冷却材圧力	15.41MPa[gage]	定格値	3) 1次冷却材温度	306.6℃	定格値	4) 主給水流量	[ ]	設計値	5) 主蒸気流量	[ ]	設計値	6) 2次側圧力	[ ]	100%出力時	名称	数値	解析上の取り扱い	(4)反応度補償効果			1)減速材温度係数	初期： -18pcm/℃	最大値(泊3号炉の炉心設計に基づく保守的な値)	2)ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料平衡炉心を代表するドップラ特性	最確値	<p>設計の相違</p>
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																																		
(1) 事象収束に重要な機器																																																																																																																																																																				
1) ATWS緩和設備																																																																																																																																																																				
i 設定点	蒸気発生器水位7%(狭域)	設計値																																																																																																																																																																		
ii 応答時間	2.0秒	最大値(設計要求値)																																																																																																																																																																		
1-1)補助給水ポンプ																																																																																																																																																																				
i 給水開始(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備作動設定点到達の60秒後(自動起動)	最大値(設計要求値)																																																																																																																																																																		
ii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値																																																																																																																																																																		
iii 容量	約370m <sup>3</sup> /h(蒸気発生器4基合計)	最小値(設計値に余裕を考慮した値)																																																																																																																																																																		
1-2)主蒸気ライン隔離																																																																																																																																																																				
i 主蒸気隔離弁閉止(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備作動設定点到達の17秒後(自動起動)(主蒸気隔離弁閉止時間5秒を含む)	最大値(設計要求値)																																																																																																																																																																		
ii 個数	1個(1ループ当たり)	設計値																																																																																																																																																																		
(2) 事故条件																																																																																																																																																																				
1) 主給水流量喪失	全ての蒸気発生器への給水停止を想定	事故想定																																																																																																																																																																		
2) 負荷の喪失	負荷が瞬時に完全喪失及び主給水流量の喪失を想定	事故想定																																																																																																																																																																		
3) 原子炉トリップ失敗	原子炉トリップの失敗を想定	事故想定																																																																																																																																																																		
(3) 初期条件																																																																																																																																																																				
1) 炉心熱出力	3,411MW	設計値																																																																																																																																																																		
2) 1次冷却材圧力	15.41MPa[gage]	設計値																																																																																																																																																																		
3) 1次冷却材温度	307.1℃	設計値																																																																																																																																																																		
4) 主給水流量	[ ]	設計値																																																																																																																																																																		
5) 主蒸気流量	[ ]	設計値																																																																																																																																																																		
6) 2次側圧力	[ ]MPa[gage]	100%出力時																																																																																																																																																																		
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																																		
(4)反応度補償効果																																																																																																																																																																				
1)減速材温度係数	初期：-10pcm/℃	最小値(設計値に余裕を考慮した値)																																																																																																																																																																		
2)ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心を代表するドップラ特性	設計値																																																																																																																																																																		
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																																		
(1) 事象収束に重要な機器																																																																																																																																																																				
1) ATWS緩和設備																																																																																																																																																																				
i 設定点	蒸気発生器水位低(狭域水位7%)	設計値																																																																																																																																																																		
ii 応答時間	2.0秒	最大値(設計要求値)																																																																																																																																																																		
1-1)補助給水ポンプ																																																																																																																																																																				
i 給水開始(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備*作動設定点到達の60秒後(自動起動)	最大値(設計要求値)																																																																																																																																																																		
ii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値																																																																																																																																																																		
iii 容量	約150m <sup>3</sup> /h(蒸気発生器3基合計)	最小値(設計値に余裕を考慮した値)																																																																																																																																																																		
1-2)主蒸気ライン隔離																																																																																																																																																																				
i 主蒸気隔離弁閉止(起動遅れ時間)	ATWS緩和設備*作動設定点到達の17秒後(自動起動)	最大値(設計要求値)																																																																																																																																																																		
ii 個数	1個(1ループ当たり)	設計値																																																																																																																																																																		
(2) 事故条件																																																																																																																																																																				
1) 主給水流量喪失	全ての蒸気発生器への給水停止を想定	事故想定																																																																																																																																																																		
2) 負荷の喪失	負荷が瞬時に完全喪失及び主給水流量の喪失を想定	事故想定																																																																																																																																																																		
3) 原子炉トリップ失敗	原子炉トリップの失敗を想定	事故想定																																																																																																																																																																		
(3) 初期条件																																																																																																																																																																				
1) 炉心熱出力	2,652MW	定格値																																																																																																																																																																		
2) 1次冷却材圧力	15.41MPa[gage]	定格値																																																																																																																																																																		
3) 1次冷却材温度	306.6℃	定格値																																																																																																																																																																		
4) 主給水流量	[ ]	設計値																																																																																																																																																																		
5) 主蒸気流量	[ ]	設計値																																																																																																																																																																		
6) 2次側圧力	[ ]	100%出力時																																																																																																																																																																		
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																																		
(4)反応度補償効果																																																																																																																																																																				
1)減速材温度係数	初期： -18pcm/℃	最大値(泊3号炉の炉心設計に基づく保守的な値)																																																																																																																																																																		
2)ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料平衡炉心を代表するドップラ特性	最確値																																																																																																																																																																		

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（原子炉停止機能喪失））

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;">ATWS 緩和設備について</p> <p>原子炉停止機能喪失に係る設備の海外最新状況の確認として、米国 DCD 申請もしくは取得した US-EPR、AP1000、APR1400 及び US-APWR の状況を確認した。</p> <p>米国 10CFR50.62 では、AMSAC (ATWS Mitigation System Actuation Circuitry)としてタービントリップ機能と補助給水自動作動機能を要求している。US-EPR、AP1000、APR1400 及び US-APWR は、AMSACに加えて DSS(Diverse Scram System)を設置することで、ATWS を含む CCF 対策を講じている。米国では、AMSAC と DSS をまとめて DAS(Diverse Actuation System)と呼称している<sup>1</sup>。泊3号機の CCF 対策設備（ATWS 緩和設備を含む）と比較する形式で、米国プラントの確認結果を表1に示す。</p> <p>泊3号機の ATWS 緩和設備と US-EPR、APR1400 及び US-APWR の AMSAC を比較した場合、タービントリップ機能と補助給水起動機能は同等である。加えて、泊3号機では、ATWS 緩和設備として主蒸気隔離も設置している分、信頼性が高いと言える<sup>2</sup>。</p> <p>1 APR1400 では Diverse Protection System と呼称          2 US-EPR の主蒸気隔離は、自動起動信号が「主蒸気圧力低」であることから、ATWS 緩和設備として設置しているものではないと考えられる</p> <p style="text-align: center;">表1 ATWS 緩和設備の比較</p> <table border="1" data-bbox="1066 874 1955 1393"> <thead> <tr> <th></th> <th>泊発電所3号炉</th> <th>US-EPR</th> <th>AP1000</th> <th>APR1400</th> <th>US-APWR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>自動機能</td> <td>共通要因故障対策盤（※ ATWS 緩和設備）による。 ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・主蒸気隔離※ ・補助給水起動※ ・主給水隔離 ・ECCS起動（追設予定）</td> <td>Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・主蒸気隔離 ・補助給水起動※ ・主給水隔離 ・ECCS 起動</td> <td>Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・CMT 起動※ ・PRIHR 起動※ ・RCP トリップ</td> <td>Diverse Protection System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・ECCS 起動 ・補助給水起動※</td> <td>Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・ECCS 起動 ・補助給水起動※ ・主給水隔離</td> </tr> <tr> <td>自動起動信号</td> <td>原子炉トリップ、タービントリップ、主蒸気隔離、主給水隔離 ・SG 水位低 ・原子炉圧力高 ・原子炉圧力低 補助給水起動 ECCS 起動（追設予定） ・原子炉圧力異常低</td> <td>原子炉トリップ ・SG圧力低、SG水位低、1次冷却材流量低、1次冷却材流量異常低、出力領域中性子束高、高温側配管圧力高、加圧器圧力高、タービントリップ ・原子炉トリップ 主蒸気隔離 ・主蒸気圧力低 補助給水起動 ・SG水位低 主給水隔離 ・SG圧力低、SG水位高 ECCS 起動 ・加圧器圧力低</td> <td>原子炉トリップ、タービントリップ ・高温側配管温度 高 ・SG 広域水位低 ・加圧器水位低 CMT 起動 ・SG 広域水位低 PRIHR 起動 ・高温側配管温度高 ・SG 広域水位低 RCP トリップ ・SG 広域水位低 ・加圧器水位低</td> <td>原子炉トリップ ・加圧器圧力高、CV 圧力高、タービントリップからの原子炉トリップ失敗+タービントリップ成功 タービントリップ ・原子炉トリップ ・加圧器圧力低 補助給水起動 ・SG 水位低</td> <td>原子炉トリップ、タービントリップ、主給水隔離 ・加圧器圧力高、加圧器圧力低、SG 水位低 ECCS 起動 ・加圧器圧力異常低 補助給水起動 ・SG 水位低</td> </tr> </tbody> </table> <p><sup>1</sup> 自然循環により高濃度のほうろ液水を炉心注入する。ECCS による高濃度ほうろ液水の炉心注入と同等の役割を果たす。  <sup>2</sup> 自然循環により原子炉トリップ後の崩壊熱を除去する。補助給水による崩壊熱の除去と同等の役割を果たす。</p>		泊発電所3号炉	US-EPR	AP1000	APR1400	US-APWR	自動機能	共通要因故障対策盤（※ ATWS 緩和設備）による。 ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・主蒸気隔離※ ・補助給水起動※ ・主給水隔離 ・ECCS起動（追設予定）	Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・主蒸気隔離 ・補助給水起動※ ・主給水隔離 ・ECCS 起動	Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・CMT 起動※ ・PRIHR 起動※ ・RCP トリップ	Diverse Protection System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・ECCS 起動 ・補助給水起動※	Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・ECCS 起動 ・補助給水起動※ ・主給水隔離	自動起動信号	原子炉トリップ、タービントリップ、主蒸気隔離、主給水隔離 ・SG 水位低 ・原子炉圧力高 ・原子炉圧力低 補助給水起動 ECCS 起動（追設予定） ・原子炉圧力異常低	原子炉トリップ ・SG圧力低、SG水位低、1次冷却材流量低、1次冷却材流量異常低、出力領域中性子束高、高温側配管圧力高、加圧器圧力高、タービントリップ ・原子炉トリップ 主蒸気隔離 ・主蒸気圧力低 補助給水起動 ・SG水位低 主給水隔離 ・SG圧力低、SG水位高 ECCS 起動 ・加圧器圧力低	原子炉トリップ、タービントリップ ・高温側配管温度 高 ・SG 広域水位低 ・加圧器水位低 CMT 起動 ・SG 広域水位低 PRIHR 起動 ・高温側配管温度高 ・SG 広域水位低 RCP トリップ ・SG 広域水位低 ・加圧器水位低	原子炉トリップ ・加圧器圧力高、CV 圧力高、タービントリップからの原子炉トリップ失敗+タービントリップ成功 タービントリップ ・原子炉トリップ ・加圧器圧力低 補助給水起動 ・SG 水位低	原子炉トリップ、タービントリップ、主給水隔離 ・加圧器圧力高、加圧器圧力低、SG 水位低 ECCS 起動 ・加圧器圧力異常低 補助給水起動 ・SG 水位低	<p>記載方針の相違</p> <p>・米国の公開情報を元に AMSAC に関する情報を確認し、泊の ATWS 緩和設備と米国の AMSAC は同等であること、AMSAC に加えて主蒸気隔離機能も追加していることを確認した資料を追加</p>
	泊発電所3号炉	US-EPR	AP1000	APR1400	US-APWR															
自動機能	共通要因故障対策盤（※ ATWS 緩和設備）による。 ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・主蒸気隔離※ ・補助給水起動※ ・主給水隔離 ・ECCS起動（追設予定）	Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・主蒸気隔離 ・補助給水起動※ ・主給水隔離 ・ECCS 起動	Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・CMT 起動※ ・PRIHR 起動※ ・RCP トリップ	Diverse Protection System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・ECCS 起動 ・補助給水起動※	Diverse Actuation System（※：AMSAC）による ・原子炉トリップ ・タービントリップ※ ・ECCS 起動 ・補助給水起動※ ・主給水隔離															
自動起動信号	原子炉トリップ、タービントリップ、主蒸気隔離、主給水隔離 ・SG 水位低 ・原子炉圧力高 ・原子炉圧力低 補助給水起動 ECCS 起動（追設予定） ・原子炉圧力異常低	原子炉トリップ ・SG圧力低、SG水位低、1次冷却材流量低、1次冷却材流量異常低、出力領域中性子束高、高温側配管圧力高、加圧器圧力高、タービントリップ ・原子炉トリップ 主蒸気隔離 ・主蒸気圧力低 補助給水起動 ・SG水位低 主給水隔離 ・SG圧力低、SG水位高 ECCS 起動 ・加圧器圧力低	原子炉トリップ、タービントリップ ・高温側配管温度 高 ・SG 広域水位低 ・加圧器水位低 CMT 起動 ・SG 広域水位低 PRIHR 起動 ・高温側配管温度高 ・SG 広域水位低 RCP トリップ ・SG 広域水位低 ・加圧器水位低	原子炉トリップ ・加圧器圧力高、CV 圧力高、タービントリップからの原子炉トリップ失敗+タービントリップ成功 タービントリップ ・原子炉トリップ ・加圧器圧力低 補助給水起動 ・SG 水位低	原子炉トリップ、タービントリップ、主給水隔離 ・加圧器圧力高、加圧器圧力低、SG 水位低 ECCS 起動 ・加圧器圧力異常低 補助給水起動 ・SG 水位低															

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

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 2.5.4</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱いについて</p> <p>1. SPARKLE-2で用いる炉心の考え方</p> <p>SPARKLE-2コードは3次元炉心動特性を採用している。炉心動特性計算で使用する3次元炉心モデルは、評価目的に合わせて任意の炉心モデルを使用することができる。例えば、実機取替炉心の最確評価を行うのであれば、当該サイクルの炉心を対象とすることになり、一方、複数の取替炉心を包絡させた評価を行う場合には、想定する取替炉心を対象に炉心特性の変動幅を評価し、その変動幅を考慮した炉心モデルを対象とすることになる。</p> <p>今回の原子炉停止機能喪失の評価では、大飯3、4号炉の取替炉心への適用性を示すために、解析結果に影響のある核パラメータに対して、今後発生し得る取替炉心の変動を考慮した炉心モデルを採用している。</p> <p>原子炉停止機能喪失における1次冷却材圧力評価では、1次冷却材全体の膨張量が重要であるため、炉心の平均的な1次冷却材温度挙動及び出力応答が圧力評価結果に影響を与える。</p> <p>「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」において、炉心の平均的な出力応答に影響を与える反応度帰還効果は以下となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・減速材反応度帰還効果</li> <li>・ドブブラ反応度帰還効果</li> </ul> <p>次頁以降に、上記のパラメータについて、原子炉停止機能喪失の評価に使用した炉心モデルの特性を示す。</p> <p>2. 減速材反応度帰還効果*</p> <p>a. SPARKLE-2での減速材反応度帰還効果の取扱い</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.5.4</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い</p> <p>原子炉停止機能喪失時には、事象発生後の減速材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果に期待し、プラント状態を安定化させる。</p> <p>一般的に、減速材温度係数（負の値）の絶対値が小さい方が厳しい結果となる設計基準事象（「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」）の解析では、すべてのPWRプラントで減速材温度係数として高温零出力状態を想定した0pcm/℃（サイクル初期）を採用しているが、この場合、減速材温度が上昇しても負の反応度帰還効果は得られず過度に保守的である。ここで、原子炉停止機能喪失では、原子炉の出力運転中を対象としていることから、減速材温度係数の初期値として高温全出力状態を対象とし、泊3号炉の取替炉心を包絡する値を設定した。</p> <p>またドブブラ反応度帰還効果については、一般的な設計基準事象の解析で用いている保守的なPWRプラント包絡値に対して、泊3号炉のウラン燃料を装荷した平衡炉心を基本として、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷による影響も考慮したドブブラ特性を新たに設定した。</p> <p>(1) SPARKLE-2で用いる炉心の考え方</p> <p>SPARKLE-2コードは3次元炉心動特性を採用している。炉心動特性計算で使用する3次元炉心モデルは、評価目的に合わせて任意の炉心モデルを使用することができる。例えば、実機取替炉心の最確評価を行うのであれば、当該サイクルの炉心を対象とすることになり、一方、複数の取替炉心を包絡させた評価を行う場合には、想定する取替炉心を対象に炉心特性の変動幅を評価し、その変動幅を考慮した炉心モデルを対象とすることになる。</p> <p>今回の原子炉停止機能喪失の評価では、泊3号炉の取替炉心への適用性を示すために、解析結果に影響のある核パラメータに対して、今後発生し得る取替炉心の変動を考慮した炉心モデルを採用している。</p> <p>原子炉停止機能喪失における1次冷却材圧力評価では、1次冷却材全体の膨張量が重要であるため、炉心の平均的な1次冷却材温度挙動及び出力応答が圧力評価結果に影響を与える。</p> <p>「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」及び「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」において、炉心の平均的な出力応答に影響を与える反応度帰還効果は以下となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・減速材反応度帰還効果</li> <li>・ドブブラ反応度帰還効果</li> </ul> <p>次頁以降に、上記のパラメータについて、原子炉停止機能喪失の評価に使用した炉心モデルの特性及び泊3号炉の炉心特性に基づき設定した解析用減速材温度係数を示す。</p> <p>(2) 減速材反応度帰還効果*</p> <p>a. SPARKLE-2での減速材反応度帰還効果の取扱い</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・「原子炉停止機能喪失」での減速材温度係数初期値及びドブブラ特性の設定の考え方のエッセンスを記載</li> <li>・設計基準事象の解析での取扱いについても記載</li> </ul> <p>記載方針の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>SPARKLE-2は3次元炉心動特性を採用しているため、一点炉近似動特性のように反応度係数を直接入力するのではなく、核計算における燃料温度やほう素濃度などの物理的パラメータを変更することで、反応度帰還効果量を設定する。</p> <p>減速材温度係数と1次冷却材中のほう素濃度の関係は、図1に示すメカニズムにより、ほう素濃度が高いほど1次冷却材温度上昇時のほう素濃度の減少量が大きくなり、中性子吸収率の低下量が大きくなるため減速材温度係数は正側になる。従って、SPARKLE-2では、3次元炉心モデルのほう素濃度を変更することにより減速材温度係数を任意の値に設定する。</p> <p>変更したほう素濃度を初期条件とし、事象発生後の反応度帰還効果は1次冷却材温度や燃料温度の変化に応じて、SPARKLE-2コード内部で計算される。</p> <p>b. 減速材温度係数の初期値の考え方</p> <p>原子炉停止機能喪失事象は、原子炉トリップによる事象終結に期待できないため、事象発生後の1次冷却材温度（減速材温度）の上昇に伴う負の反応度帰還効果に期待しプラント状態を安定化させる。この際、負の反応度帰還効果が小さいほど、すなわち減速材温度係数が正側であるほど、過渡応答は厳しい結果となることから、解析を行うにあたっては、減速材温度係数が、高温全出力運転中、最も正側となる時期を選定する。</p> <p>減速材温度係数は、図1に示すメカニズムにより、ほう素濃度が高いほどより正側となることから、臨界ほう素濃度が最も高いサイクル初期を選定し、減速材温度係数の初期値を決定した。</p> <p>※：減速材反応度帰還効果は、物理的には冷却材の温度・圧力変化に伴う密度変化により、中性子の減速能力の変化や冷却材が中性子を吸収する量が増加することで生じるため、減速材の反応度帰還効果は減速材密度係数で定義することもあるが、減速材反応度帰還効果に関する初期値の設定に関して言えば、事象発生前の初期状態（高温全出力：通常運転状態）のように炉心にボイドが有意に発生していない状態では減速材温度係数と密度係数はほぼ等価であること、また、初期値の設定にあたって参照している原子炉起動前の炉物理検査では減速材温度係数を指標として管理することから、以下本資料では、減速材反応度帰還効果の設定について述べる際には、減速材温度係数として記述する。</p> <p>c. 減速材温度係数の初期値の設定の仕方</p> <p>【以下、泊同様、MOX燃料を装荷しているがウラン炉心を対象としている玄海3 / 4号炉の記載】</p> <p>減速材温度係数は、図1に示すとおり、減速材温度の単位変化に対する減速材密度変化による中性子減速能力の変化とそこに溶解しているほう酸と冷却材の密度変化による中性子吸収能力の変化のバランスでその値が決定される。減速材温度が1℃上昇した際、減速材密度低下による中性子減速能力が低下することによる負の反応度と（図1中の①の効果）、同じく減速材とそこに溶解しているほう酸の密度低下による正の反応度の差分でその値が決定される（図1中の②と③の効果）。</p> <p>そのため、ほう素濃度の小さい（ほう素の中性子吸収効果の効きが比較的小さくなる）ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料（以下「MOX燃料」という。）装荷炉心では、ウラン炉心よりも減速材温度上</p>	<p>SPARKLE-2は3次元炉心動特性を採用しているため、一点炉近似動特性のように反応度係数を直接入力するのではなく、核計算における燃料温度やほう素濃度などの物理的パラメータを変更することで、反応度帰還効果量を設定する。</p> <p>減速材温度係数と1次冷却材中のほう素濃度の関係は、図1に示すメカニズムにより、ほう素濃度が高いほど1次冷却材温度上昇時のほう素濃度の減少量が大きくなり、中性子吸収率の低下量が大きくなるため減速材温度係数は正側になる。従って、SPARKLE-2では、3次元炉心モデルのほう素濃度を変更することにより減速材温度係数を任意の値に設定する。</p> <p>変更したほう素濃度を初期条件とし、事象発生後の反応度帰還効果は1次冷却材温度や燃料温度の変化に応じて、SPARKLE-2コード内部で計算される。</p> <p>b. 減速材温度係数の初期値の考え方</p> <p>原子炉停止機能喪失事象は、原子炉トリップによる事象終結に期待できないため、事象発生後の1次冷却材温度（減速材温度）の上昇に伴う負の反応度帰還効果に期待しプラント状態を安定化させる。この際、負の反応度帰還効果が小さいほど、すなわち減速材温度係数が正側であるほど、過渡応答は厳しい結果となることから、解析を行うにあたっては、減速材温度係数が、高温全出力運転中、最も正側となる時期を選定する。</p> <p>減速材温度係数は、図1に示すメカニズムにより、ほう素濃度が高いほどより正側となることから、臨界ほう素濃度が最も高いサイクル初期を選定し、減速材温度係数の初期値を決定した。</p> <p>※：減速材反応度帰還効果は、物理的には冷却材の温度・圧力変化に伴う密度変化により、中性子の減速能力の変化や冷却材が中性子を吸収する量が増加することで生じるため、減速材の反応度帰還効果は減速材密度係数で定義することもあるが、減速材反応度帰還効果に関する初期値の設定に関して言えば、事象発生前の初期状態（高温全出力：通常運転状態）のように炉心にボイドが有意に発生していない状態では減速材温度係数と密度係数はほぼ等価であること、また、初期値の設定にあたって参照している原子炉起動前の炉物理検査では減速材温度係数を指標として管理することから、以下本資料では、減速材反応度帰還効果の設定について述べる際には、減速材温度係数として記述する。</p> <p>c. 泊3号炉の炉心特性に基づく減速材温度係数の初期値の設定の仕方</p> <p>減速材温度係数は、図1に示すとおり、減速材温度の単位変化に対する減速材密度変化による中性子減速能力の変化とそこに溶解しているほう酸と冷却材の密度変化による中性子吸収能力の変化のバランスでその値が決定される。減速材温度が1℃上昇した際、減速材密度低下による中性子減速能力が低下することによる負の反応度と（図1①の効果）、同じく減速材とそこに溶解しているほう酸の密度低下による正の反応度の差分でその値が決定される（図1②及び③の効果）。</p> <p>そのため、ほう素濃度の小さい（ほう素の中性子吸収効果の効きが比較的小さくなる）ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料（以下「MOX燃料」という。）装荷炉心では、ウラン炉心よりも減速材温度上</p>	<p>相違理由</p> <p>記載方針の相違</p> <p>※MOX炉心よりウラン炉心で評価することが保守的であることの説明は、泊同様、MOX燃料を採用し</p>

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>昇に伴う“正の反応度効果”が小さいことから、減速材温度係数は大きく負の値となる（図1中の③の効果が弱まる）。</p> <p>したがって、今回の原子炉停止機能喪失解析用減速材温度係数初期値の設定の際は、評価において減速材反応度帰還効果を小さくするように設定する目的から、ウラン燃料を装荷した炉心を対象とする。</p> <p>【ここまで玄海3 / 4号炉の記載】</p> <p>大飯3、4号炉についてウラン燃料（ステップ2燃料）を装荷した平衡炉心と取替炉心の高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数評価値を図2に示す。減速材温度係数は、高温全出力時には高温零出力時より負側となるが、減速材温度係数の変化の様子は下記の理由により炉心毎で大きく変動しないことがわかる。</p> <p>(a) 高温零出力状態から高温全出力状態へと出力上昇する際、減速材や燃料温度の上昇によって減速材温度係数及びドップラ係数に基づく負の反応度帰還効果が生じる。</p> <p>(b) 減速材反応度帰還効果は、減速材密度変化が要因であることから、出力上昇に伴う減速材温度上昇量に依存する。その減速材温度上昇量は高温零出力の炉心平均温度 291.7℃から高温全出力時の <span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">  </span>℃とプラント固有の値であり炉心毎に変わらないことから、減速材反応度帰還効果量は炉心毎で大きくばらつくことはない。</p> <p style="text-align: center;"><span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">  </span>：枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開することはできません。</p> <p>(c) ドップラ反応度帰還効果は、燃料温度変化が要因であることから、出力上昇に伴う燃料温度上昇量に依存する。その燃料温度上昇量は、高温零出力の 0MW から高温全出力の 3,411MW に基づいて上昇し、この出力変化はプラント固有であり炉心毎に変わらないことから、ドップラ反応度帰還効果量も炉心毎で大きくばらつくことはない。</p> <p>(d) このように、これら反応度帰還効果が炉心毎にばらつかないことから、出力上昇時にこれらの反応度帰還効果を補償するために希釈するほう素濃度の変化量も炉心毎に同程度となる。</p> <p>(e) 減速材温度係数は図1に示すメカニズムのとおり、ほう素濃度（図中の③の効果）と減速材温度（図中の①と②と③の効果）への依存性があるが、前述のとおりほう素濃度の変化量が炉心毎に同程度であり、かつ、減速材温度の変化も炉心毎に同一であることから、高温零出力時と高温全出力時</p>	<p>昇に伴う“正の反応度効果”が小さいことから、減速材温度係数は大きく負の値となる（図1③の効果が弱まる）。</p> <p>したがって、今回の原子炉停止機能喪失解析用減速材温度係数初期値の設定の際は、評価において減速材反応度帰還を小さくするように設定する目的から、ウラン燃料（55GWd/t燃料）を装荷した炉心を対象とする。</p> <p>泊3号炉のウラン燃料（55GWd/t燃料）装荷炉心の減速材温度係数評価値を表1に、MOX燃料装荷炉心の減速材温度係数評価値を表2に示す。</p> <p>ここで、表1に示した泊3号炉のウラン燃料（55GWd/t燃料）を装荷した平衡炉心と取替炉心の高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数評価値を図2に示す。減速材温度係数は、高温全出力時の減速材温度係数は高温零出力時より負側に移行するが、減速材温度係数の変化の様子は下記の理由により炉心毎で大きく変動しない。</p> <p>1) 高温零出力状態から高温全出力状態へと出力上昇する際、減速材や燃料温度の上昇によって減速材温度係数及びドップラ係数に基づく負の反応度帰還効果が生じる。</p> <p>2) 減速材反応度帰還効果は、減速材密度変化が要因であることから、出力上昇に伴う減速材温度上昇量に依存する。その減速材温度上昇量は高温零出力の炉心平均温度 286.1℃から高温全出力時の <span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">  </span>℃とプラント固有の値であり炉心毎に変わらないことから、減速材反応度帰還効果量は炉心毎で大きくばらつくことはない。</p> <p style="text-align: center;"><span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">  </span>：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>3) ドップラ反応度帰還効果は、燃料温度変化が要因であることから、出力上昇に伴う燃料温度上昇量に依存する。その燃料温度上昇量は、高温零出力の 0MW から高温全出力の 2,652MW に基づいて上昇し、この出力変化はプラント固有であり炉心毎に変わらないことから、ドップラ反応度帰還効果量も炉心毎で大きくばらつくことはない。</p> <p>4) このように、これら反応度帰還効果が炉心毎にばらつかないことから、出力上昇時にこれらの反応度帰還効果を補償するために希釈するほう素濃度の変化量も炉心毎に同程度となる。</p> <p>5) 減速材温度係数は図1に示すメカニズムのとおり、ほう素濃度（図1③の効果）と減速材温度（図1①と②と③の効果）への依存性があるが、前述のとおり移行第2サイクル以降のほう素濃度の変化量は炉心毎に同程度であり、かつ、減速材温度の変化も炉心毎に同一であることから、高温零出力</p>	<p>ている玄海3/4号炉と比較</p> <p>記載方針の相違              ・泊3号炉ではウラン燃料装荷炉心とMOX燃料装荷炉心の減速材温度係数の評価値を示して、ウラン炉心の方が厳しいことを示している</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p>

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																									
<p>の減速材温度係数の相対関係が炉心により変わらないため、その変化量についても炉心毎にばらつかず、同程度のものとなる。これは、図 2 に示す高温零出力時から高温全出力時の変化の傾向線がほぼ平行であることから、変化量が同程度であることがわかる。</p> <p>そこで、このような減速材温度係数の特性を踏まえて、ステップ 2 燃料装荷炉心の典型例である平衡炉心の減速材温度係数評価値に基づき、図 3 に示す方法で大飯 3、4 号炉の入力条件に不確かさを考慮して「-16pcm/℃」を設定した。</p> <p>表 1 に示すとおり、大飯 3、4 号炉の種々の炉心の高温全出力時の減速材温度係数評価値と比較しても、「-16pcm/℃」は正側の保守的な値であり、高温零出力を含む高温出力運転中の減速材温度係数が負であるように炉心を設計することで担保できる値である。</p> <p>なお、高温出力運転中（高温零出力時を含む）の減速材温度係数が負であることは、設計段階に加えて、高温出力運転中最も減速材温度係数が正側となるサイクル初期において、零出力時炉物理検査により確認している。</p>	<p>時と高温全出力時の減速材温度係数の相対関係が炉心により変わらないため、その変化量についても炉心毎にばらつかず、同程度のものとなる。これは、図 2 に示す高温零出力時から高温全出力時の変化の傾向線がほぼ平行であることから、変化量が同程度であることがわかる。</p> <p>そこで、このような減速材温度係数の特性を踏まえて、泊 3 号炉の炉心特性に基づきウラン燃料を装荷した平衡炉心の減速材温度係数評価値に基づき、図 3 に示す方法で泊 3 号炉の入力条件に不確かさを考慮して「-18pcm/℃」を設定した。</p> <p>この値は、表 1、2 の平衡炉心を含む複数炉心の評価値及び表 3 の設計実績に対しても保守的な設定であり、高温零出力を含む高温出力運転中の減速材温度係数が負であるように炉心を設計することで担保できる値である。</p> <p>なお、高温出力運転中（高温零出力時を含む）の減速材温度係数が負であることは、設計段階に加えて、高温出力運転中最も減速材温度係数が正側となるサイクル初期において、零出力時炉物理検査により確認している。</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊 3 号炉では設計実績も示したうえで-18pcm/℃が保守的な設定であることを記載</p>																									
<p>表 1 取替炉心の減速材温度係数 (pcm/℃)</p>	<p>表 1 減速材温度係数の評価値 (ウラン燃料 (55Gwd/t 燃料) 装荷炉心) (pcm/℃)</p>																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>サイクル</th> <th>移行第 1 サイクル</th> <th>移行第 2 サイクル</th> <th>移行第 3 サイクル</th> <th>移行第 4 サイクル</th> <th>ステップ 2 燃料装荷平衡炉心</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>減速材温度係数</td> <td>-25.1</td> <td>-28.1</td> <td>-26.8</td> <td>-27.8</td> <td>-27.9</td> </tr> </tbody> </table>	サイクル	移行第 1 サイクル	移行第 2 サイクル	移行第 3 サイクル	移行第 4 サイクル	ステップ 2 燃料装荷平衡炉心	減速材温度係数	-25.1	-28.1	-26.8	-27.8	-27.9	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">減速材温度係数</th> <th>高温零出力</th> <th>移行第 2 サイクル</th> <th>移行第 3 サイクル</th> <th>移行第 4 サイクル</th> <th>平衡炉心</th> <th>予定外取出サイクル</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高温全出力</td> <td>-24.4</td> <td>-31.5</td> <td>-30.1</td> <td>-30.1</td> <td>-30.4</td> </tr> </tbody> </table>	減速材温度係数	高温零出力	移行第 2 サイクル	移行第 3 サイクル	移行第 4 サイクル	平衡炉心	予定外取出サイクル	高温全出力	-24.4	-31.5	-30.1	-30.1	-30.4	
サイクル	移行第 1 サイクル	移行第 2 サイクル	移行第 3 サイクル	移行第 4 サイクル	ステップ 2 燃料装荷平衡炉心																						
減速材温度係数	-25.1	-28.1	-26.8	-27.8	-27.9																						
減速材温度係数	高温零出力	移行第 2 サイクル	移行第 3 サイクル	移行第 4 サイクル	平衡炉心	予定外取出サイクル																					
	高温全出力	-24.4	-31.5	-30.1	-30.1	-30.4																					
	<p>注) 初装荷炉心では、燃料の燃焼が進んでおらず核分裂生成物やプルトニウム等のアクチノイドの蓄積がなく、比較的低濃縮度の燃料が多く装荷されることから中性子スペクトルは取替炉心に比べて軟化し、相対的にほう素濃度が大きくなるので、減速材温度係数は正になりやすい。そのため、バーナブルポイズン棒を用いてサイクル初期のほう素濃度を低く抑え、高温零出力時の減速材温度係数を負にしている。</p> <p>初装荷炉心の高温全出力時の減速材温度係数は、取替炉心と同様に高温零出力よりも負側となる。ここで、前述のようにほう素濃度が相対的に大きいことから、高温零出力から高温全出力に至る際の臨界ほう素濃度の差が小さく、減速材温度係数が負側へ移行する量も小さくなる。</p> <p>しかし、今後の泊 3 号炉の取替炉心においては、このような炉心特性は生じないことから、第 2 サイクル以降を対象に解析用減速材温度係数を設定した。</p>																										
	<p>表 2 減速材温度係数の評価値 (MOX燃料装荷炉心) (pcm/℃)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">減速材温度係数</th> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">1 / 4 MOX燃料炉心</th> </tr> <tr> <th>代表 Pu 組成平衡炉心</th> <th>低 Pu 組成平衡炉心</th> <th>高 Pu 組成平衡炉心</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">減速材温度係数</td> <td>高温零出力</td> <td>-11.5</td> <td>-11.2</td> <td>-12.1</td> </tr> <tr> <td>高温全出力</td> <td>-34.6</td> <td>-33.6</td> <td>-36.3</td> </tr> </tbody> </table>	減速材温度係数		1 / 4 MOX燃料炉心			代表 Pu 組成平衡炉心	低 Pu 組成平衡炉心	高 Pu 組成平衡炉心	減速材温度係数	高温零出力	-11.5	-11.2	-12.1	高温全出力	-34.6	-33.6	-36.3	<p>設計の相違</p> <p>・MOX 燃料装荷炉心の評価値の表を追加</p>								
減速材温度係数				1 / 4 MOX燃料炉心																							
		代表 Pu 組成平衡炉心	低 Pu 組成平衡炉心	高 Pu 組成平衡炉心																							
減速材温度係数	高温零出力	-11.5	-11.2	-12.1																							
	高温全出力	-34.6	-33.6	-36.3																							
	<p>表 3 泊 3 号炉における減速材温度係数の設計実績 (pcm/℃)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">減速材温度係数</th> <th>サイクル</th> <th>第 2 サイクル</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>高温零出力</td> <td>-3.7</td> </tr> <tr> <td></td> <td>高温全出力</td> <td>-25.0</td> </tr> </tbody> </table>	減速材温度係数	サイクル	第 2 サイクル		高温零出力	-3.7		高温全出力	-25.0	<p>記載方針の相違</p>																
減速材温度係数	サイクル		第 2 サイクル																								
		高温零出力	-3.7																								
	高温全出力	-25.0																									

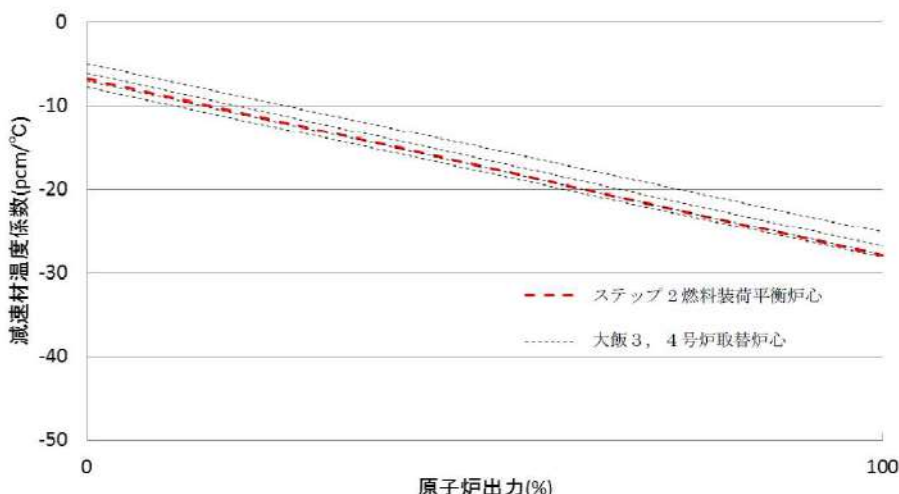
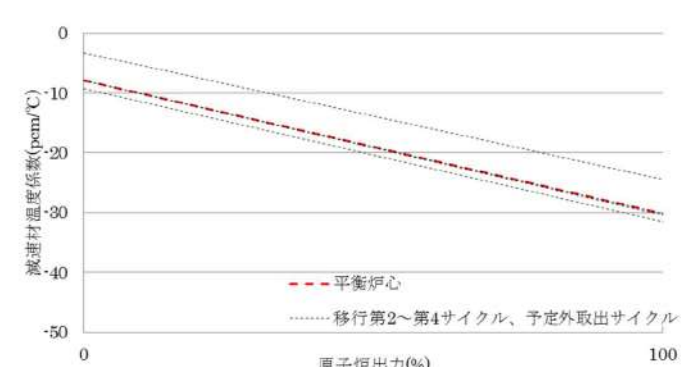
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="174 236 913 710" data-label="Diagram"> <pre>             graph TD             A[減速材温度上昇] --&gt; B[減速材密度減少]             A --&gt; C[減速材中のほう素密度減少]             B --&gt; D[減速能力低下]             B --&gt; E[減速材による中性子吸収の減少]             C --&gt; F[ほう素による中性子吸収の減少]             D --&gt; G[①反応度減少]             E --&gt; H[②反応度増加]             F --&gt; I[③反応度増加]             </pre> </div> <div data-bbox="235 742 1025 861" data-label="Text"> <p>減速材温度係数は、相反する反応度効果のバランスの結果であり、通常①の反応度減少効果が優勢であることから負の値となるが、ほう素濃度が高い場合には③の反応度増加効果が助長され、減速材温度係数は正側へと推移する。</p> </div> <div data-bbox="380 885 817 1348" data-label="Figure"> <p>高温帯出力～高温全出力</p> <p>減速材温度係数 (pcm/°C)</p> <p>減速材温度 (°C)</p> <p>ほう素濃度: 1500ppm, 2500ppm, 1500ppm, 500ppm, 0ppm</p> <p>サイクル初期 (実線), サイクル末期 (点線)</p> </div> <div data-bbox="257 1388 952 1420" data-label="Caption"> <p>図1 ほう素濃度が高いほど減速材温度係数が正側となるメカニズム</p> </div>	<div data-bbox="1164 215 1848 646" data-label="Diagram"> <pre>             graph TD             A[減速材温度上昇] --&gt; B[減速材密度減少]             A --&gt; C[減速材中のほう素密度減少]             B --&gt; D[減速能力低下]             B --&gt; E[減速材による中性子吸収の減少]             C --&gt; F[ほう素による中性子吸収の減少]             D --&gt; G[①反応度減少]             E --&gt; H[②反応度増加]             F --&gt; I[③反応度増加]             </pre> </div> <div data-bbox="1120 646 1904 893" data-label="Text"> <p>減速材温度係数は、相反する反応度効果のバランスの結果であり、通常①の反応度減少効果が優勢であることから負の値となる。          なお、減速材温度係数には以下の定性的な特徴がある。          ✓ 炉心のほう素濃度が低いほど③の効果が弱まるため、減速材温度係数は負側の値となる。          ✓ MOX燃料装荷炉心のようなほう素価値が小さい炉心では、③の効果が弱まるため減速材温度係数は負側の値となる。          ✓ MOX燃料装荷炉心のような共鳴吸収核種(<sup>240</sup>Pu, <sup>242</sup>Pu等)を多く含む炉心では、減速材の温度上昇による中性子スペクトルの硬化が起こると、共鳴吸収核種による中性子吸収が増加するため、①の効果が強く表れることから、減速材温度係数は負側の値となる。</p> </div> <div data-bbox="1288 893 1713 1340" data-label="Figure"> <p>高温帯出力～高温全出力</p> <p>減速材温度係数 (pcm/°C)</p> <p>減速材温度 (°C)</p> <p>ほう素濃度: 2000ppm, 1500ppm, 500ppm, 0ppm</p> <p>サイクル初期 (実線), サイクル末期 (点線)</p> </div> <div data-bbox="1176 1348 1825 1380" data-label="Caption"> <p>図1 減速材反応度掃選効果のメカニズム及び減速材温度係数の特徴</p> </div>	

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

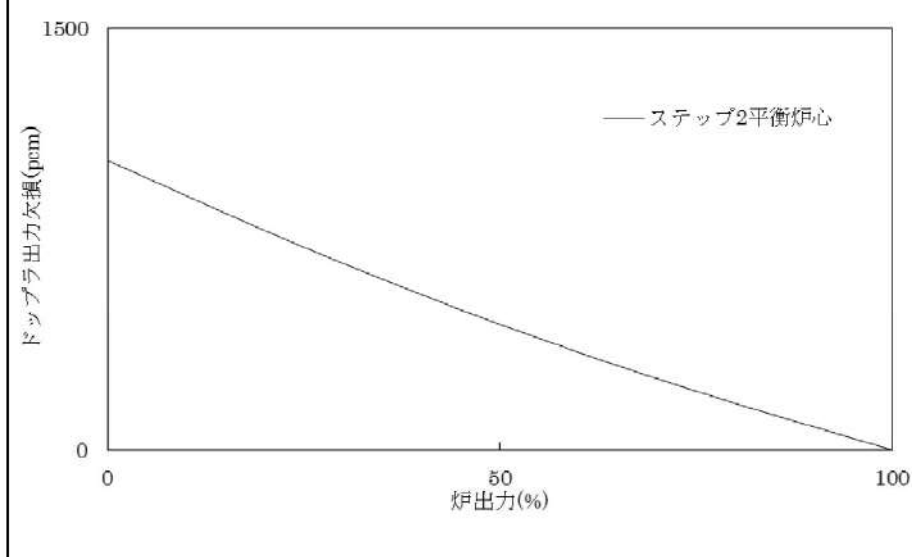
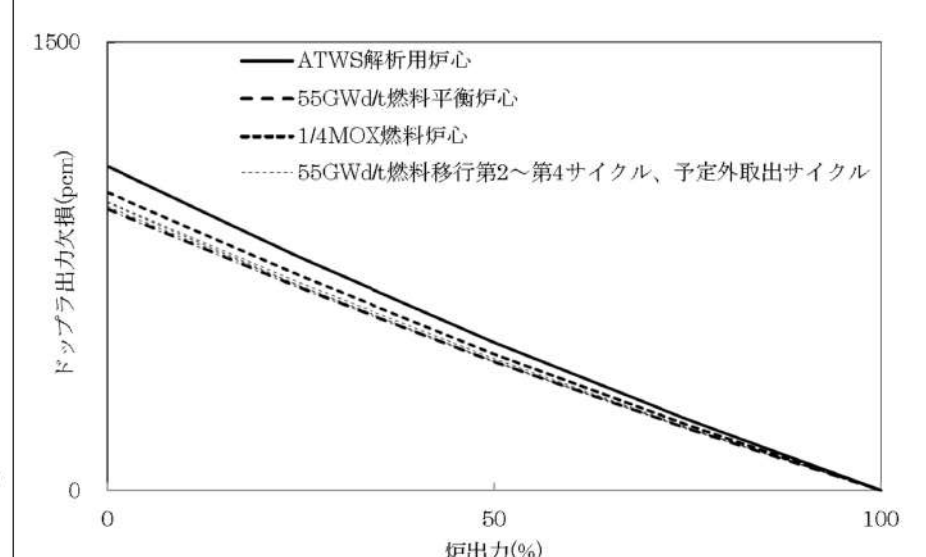
7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図2 高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数*</p> <p>※高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数の関係を示すため、便宜上、高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数を直線で結んでいる。</p> <div data-bbox="145 845 996 1340" style="border: 2px solid black; height: 310px; width: 380px;"></div> <p>図3 解析用減速材温度係数の設定方法</p> <div data-bbox="436 1380 1019 1428" style="border: 1px solid black; padding: 5px;">                 枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開することはできません。             </div>	 <p>図2 高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数*</p> <p>※高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数の関係は、厳密には上に凸の単調減少であるが、複数の炉心で単調減少である傾向が変化しないことを示すため、便宜上、高温零出力時と高温全出力時の減速材温度係数を直線で結んでいる。</p> <div data-bbox="1131 686 1915 1356" style="border: 2px solid black; height: 420px; width: 350px;"></div> <p>図3 解析用減速材温度係数の設定方法</p> <div data-bbox="1377 1396 1960 1428" style="border: 1px solid black; padding: 5px;">                 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。             </div>	



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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. ドブブラ反応度帰還効果</p> <p>a. SPARKLE-2でのドブブラ反応度帰還効果の取扱い</p> <p>ドブブラ効果は、燃料温度変化に伴う反応度変化である。そのため、SPARKLE-2では、例えばドブブラ効果を大きめに見積もりたい場合には、<span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 100px; height: 1em; vertical-align: middle;"></span></p> <p>b. 解析で考慮したドブブラ効果</p> <p>原子炉停止機能喪失では、出力低下に伴う正の反応度帰還効果が大きいほど、過渡応答は厳しい結果となる。</p> <p>炉心のドブブラ特性は主に装荷される燃料の種類によるが、大飯3、4号炉のように主にステップ2燃料が単独で装荷されている炉心では大きくばらつかない。そこで、ドブブラ効果については、減速材温度係数のように取替炉心の包絡性は考慮せず、ステップ2平衡炉心のドブブラ特性を代表的に使用することとした。原子炉停止機能喪失解析用炉心のドブブラ出力欠損を図4に示す。</p>  <p>図4 ドブブラ出力欠損</p> <p><span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 150px; height: 1em; vertical-align: middle;"></span> 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p>(3) ドブブラ反応度帰還効果</p> <p>a. SPARKLE-2でのドブブラ反応度帰還効果の取扱い</p> <p>ドブブラ効果は、燃料温度変化に伴う反応度変化である。そのため、SPARKLE-2では、例えばドブブラ効果を大きめに見積もりたい場合には、<span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 100px; height: 1em; vertical-align: middle;"></span></p> <p>b. 解析で考慮したドブブラ効果</p> <p>原子炉停止機能喪失では、出力低下に伴う正の反応度帰還効果が大きいほど、過渡応答は厳しい結果となる。</p> <p>そこで、原子炉停止機能喪失解析用炉心については、55GWd/t燃料及びMOX燃料が装荷された炉心で、共通に使用できるドブブラ特性を持たせた。55GWd/t燃料及びMOX燃料装荷炉心と原子炉停止機能喪失解析用炉心のドブブラ出力欠損の関係を図4に示す。</p>  <p>図4 ドブブラ出力欠損</p> <p><span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 150px; height: 1em; vertical-align: middle;"></span> 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>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・MOX燃料装荷有無による差異</li> <li>・ドブブラ特性は大飯のようにウラン燃料単独で装荷されている炉心では大きくばらつかないが、泊のようにウラン燃料とMOX燃料を装荷する炉心ではドブブラ特性が異なることから、泊ではウラン燃料装荷炉心とMOX燃料装荷炉心のドブブラ特性を包絡し正の反応度帰還効果が大きくなる特性を設定</li> </ul>

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取扱い）

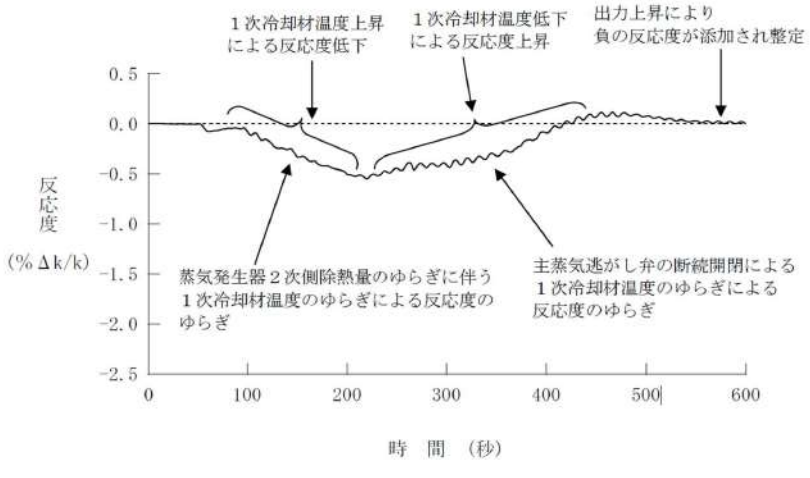
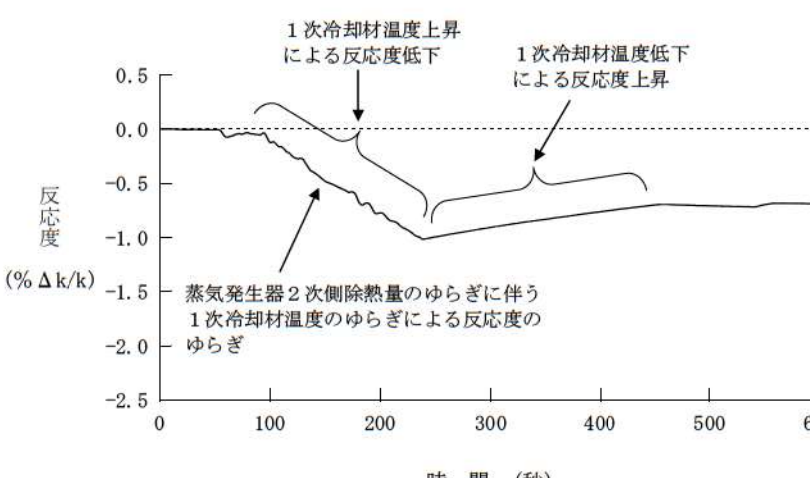
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p style="text-align: right;">別紙</p> <p>2, 3, 4 ループプラントにおいて標準的に使用する減速材温度係数初期値について</p> <p>2, 3, 4 ループプラントにおいて標準的に使用する減速材温度係数初期値の-13pcm/℃の設定の考え方については以下のとおりである。</p> <p>1. 概要</p> <p>14×14 型燃料装荷 2 ループ、15×15 型燃料装荷 3 ループ、17×17 型燃料装荷 3 ループ、17×17 型燃料装荷 4 ループ炉心に対して適用できる値として、高温零出力で 0pcm/℃となるような炉心が高温全出力時にとり得る減速材温度係数に対し、より正側の減速材温度係数として-13pcm/℃を設定した。</p> <p>2. 設定の前提及び設定の考え方</p> <p>(1) 高温零出力時の減速材温度係数の制限値</p> <p>サイクル初期、高温零出力時の減速材温度係数は、原子炉起動前の炉物理検査において負であることを確認するため、高温零出力時の減速材温度係数の上限は制限値の 0pcm/℃となる。</p> <p>(2) 各ループの種々の炉心に対する高温零出力から高温全出力に出力上昇する際の減速材温度係数の変化幅</p> <p>高温零出力から高温全出力に出力上昇する際には、希釈により臨界ほう素濃度が低下することから、高温全出力時の減速材温度係数は高温零出力時に比べて負側に移行するが、その変化幅は炉心ごとに若干変動するものの、大きく変わらない。</p> <div style="border: 2px solid black; height: 150px; width: 100%; margin: 10px 0;"></div> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px;">持込みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p> <p>別表 1 に大飯 3, 4 号炉における減速材温度係数の評価値を示す。上記で定めた原子炉停止機能喪失解析用減速材温度係数の初期値は、別表 1 に示すとおり、ステップ 2 ウラン燃料が装荷された炉心より正側の値となっていることから、今回の解析での使用にあたって適切である。</p> <p style="text-align: center;">別表 1 取替炉心の減速材温度係数 (pcm/℃)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>サイクル</th> <th>移行第 1 サイクル</th> <th>移行第 2 サイクル</th> <th>移行第 3 サイクル</th> <th>移行第 4 サイクル</th> <th>ステップ 2 燃料 装荷平衡炉心</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>減速材温度係数</td> <td>-25.1</td> <td>-28.1</td> <td>-26.8</td> <td>-27.8</td> <td>-27.9</td> </tr> </tbody> </table>	サイクル	移行第 1 サイクル	移行第 2 サイクル	移行第 3 サイクル	移行第 4 サイクル	ステップ 2 燃料 装荷平衡炉心	減速材温度係数	-25.1	-28.1	-26.8	-27.8	-27.9		<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・大飯は当初-13pcm/℃で評価したが、大飯の炉心設計を包絡する値として-16pcm/℃を設定し評価しなおした</li> <li>・なお、大飯は-13pcm/℃の評価結果を、同時並行的に実施していた工認審査における一部の評価条件に使用していたため、-13pcm/℃の記載についても残している（大飯独自）</li> <li>・泊も申請当初は-13pcm/℃で評価していたが、泊の炉心設計を包絡する値として-18pcm/℃を設定し全ての評価をやり直したため、-13pcm/℃の評価結果は不要（玄海と同様）</li> <li>なお 1 次冷却材温度が高めの泊や 4 ループプラントでは、-13pcm/℃の条件にて不確かさを考慮した感度解析を実施した場合には、結果が厳しいものとなる</li> </ul>
サイクル	移行第 1 サイクル	移行第 2 サイクル	移行第 3 サイクル	移行第 4 サイクル	ステップ 2 燃料 装荷平衡炉心									
減速材温度係数	-25.1	-28.1	-26.8	-27.8	-27.9									

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.5 「原子炉停止機能喪失」における反応度の評価について）

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 2.5.5</p> <p style="text-align: center;">「原子炉停止機能喪失」における反応度の評価について</p> <p>SPARKLE-2コードは、核計算部分をCOSMO-Kコードにより評価している。COSMO-Kコードは、核計算モデルとして2群拡散方程式を採用し、非定常状態を解いている。従って、1点炉近似方程式で用いられる反応度は直接評価しておらず、また、静特性解析における固有値もない。</p> <p>そこで、以下に示す定義に従い、時々刻々SPARKLE-2で評価される炉心平均の中性子束、実効遅発中性子割合、遅発中性子先行核崩壊定数等を用いて反応度を逆算して求めている。</p> <p>ある反応度 <math>\rho</math> が炉心に添加された場合の中性子密度 <math>n(t)</math> 及び遅発中性子先行核濃度 <math>c(t)</math> の時間変化は次式に従う。</p> $\frac{dn}{dt} = \frac{\rho - \sum_k \bar{\beta}_k}{l^*} n(t) + \sum_k \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t)$ $\frac{dC_k}{dt} = \frac{\bar{\beta}_k}{l^*} n(t) - \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t)$ <p>この式を変形すると、反応度に関する次式が得られる。</p> $\rho(t) = \bar{\beta} + \frac{l^*}{n} \frac{dn}{dt} - \frac{l^*}{n} \sum_k \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t)$ $= \bar{\beta} + l^* \frac{\ln(n(t)/n(t-\Delta t))}{\Delta t} - \frac{l^*}{n(t)} \sum_k \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t)$ <p>右辺は、SPARKLE-2の解析により全て求められるので、反応度を算出することができる。<math>\beta</math> は実効遅発中性子割合、<math>\lambda</math> は遅発中性子先行核の崩壊定数、<math>l^*</math> は即発中性子寿命であり、中性子密度及び遅発中性子先行核濃度は、以下の式に基づき数値計算を行い求めている。</p> $n(t) = \sum_g \frac{\int \phi_g(\vec{r}, t) d\vec{r}}{\int d\vec{r}}$ $\bar{C}_k(t) = \bar{C}_k(t - \Delta t) \exp(-\bar{\lambda}_k \Delta t) + \frac{\bar{\beta}_k}{\bar{\lambda}_k l^*} n(t) \{1 - \exp(-\bar{\lambda}_k \Delta t)\}$ $\bar{C}_k(0) = \frac{\bar{\beta}_{eff,k}}{\bar{\lambda}_k l^*} n(0)$	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.5.5</p> <p style="text-align: center;">「原子炉停止機能喪失」における反応度の評価について</p> <p>SPARKLE-2コードは、核計算部分をCOSMO-Kコードにより評価している。COSMO-Kコードは、核計算モデルとして2群拡散方程式を採用し、非定常状態を解いている。従って、1点炉近似方程式で用いられる反応度は直接評価しておらず、また、静特性解析における固有値もない。</p> <p>そこで、以下に示す定義に従い、時々刻々SPARKLE-2コードで評価される炉心平均の中性子束、実効遅発中性子割合、遅発中性子先行核崩壊定数等を用いて反応度を逆算して求めている。</p> <p>ある反応度 <math>\rho</math> が炉心に添加された場合の中性子密度 <math>n(t)</math> 及び遅発中性子先行核濃度 <math>c(t)</math> の時間変化は次式に従う。</p> $\left\{ \begin{aligned} \frac{dn}{dt} &= \frac{\rho - \sum_k \bar{\beta}_k}{\ell^*} n(t) + \sum_k \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t) \\ \frac{dC_k}{dt} &= \frac{\bar{\beta}_k}{\ell^*} n(t) - \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t) \end{aligned} \right.$ <p>この式を変形すると、反応度に関する次式が得られる。</p> $\rho(t) = \bar{\beta} + \frac{\ell^*}{n} \frac{dn}{dt} - \frac{\ell^*}{n} \sum_k \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t)$ $= \bar{\beta} + \ell^* \frac{\ln(n(t)/n(t-\Delta t))}{\Delta t} - \frac{\ell^*}{n(t)} \sum_k \bar{\lambda}_k \bar{C}_k(t)$ <p>右辺は、SPARKLE-2の解析により全て求められるので、反応度を算出することができる。<math>\beta</math> は実効遅発中性子割合、<math>\lambda</math> は遅発中性子先行核の崩壊定数、<math>\ell^*</math> は即発中性子寿命であり、中性子密度及び遅発中性子先行核濃度は、以下の式に基づき数値計算を行い求めている。</p> $n(t) = \sum_g \frac{\int \phi_g(\vec{r}, t) d\vec{r}}{\int d\vec{r}}$ $\bar{C}_k(t) = \bar{C}_k(t - \Delta t) \exp(-\bar{\lambda}_k \Delta t) + \frac{\bar{\beta}_k}{\bar{\lambda}_k \ell^*} n(t) \{1 - \exp(-\bar{\lambda}_k \Delta t)\}$ $\bar{C}_k(0) = \frac{\bar{\beta}_{eff,k}}{\bar{\lambda}_k \ell^*} n(0)$	

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.5 「原子炉停止機能喪失」における反応度の評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="537 734 761 766">図1 反応度の推移</p>	 <p data-bbox="1478 766 1702 798">図1 反応度の推移</p>	<p data-bbox="1971 239 2128 798">                     解析結果の相違                      ・泊は補助給水量が少ないため、SG2 次側保有量が少なく、主蒸気逃がし弁作動時の1次冷却材温度のゆらぎによる反応度のゆらぎが小さい。                      ・泊は補助給水量が少ないため、1次冷却材温度の低下による正の反応度が小さく、臨界に至らず整定。                 </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）

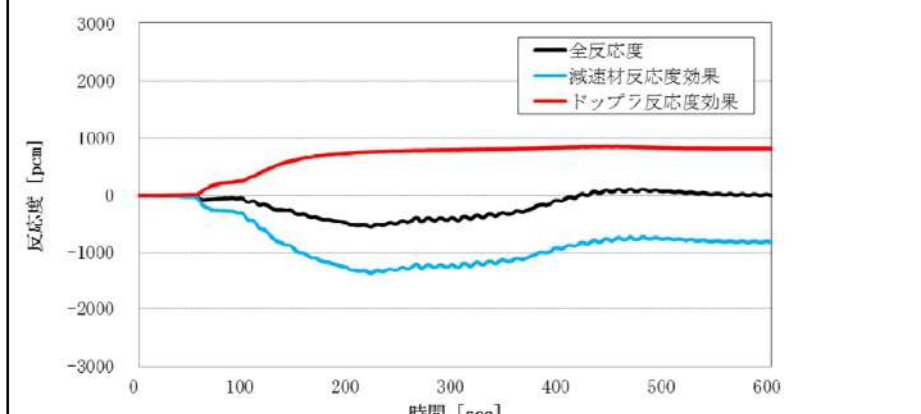
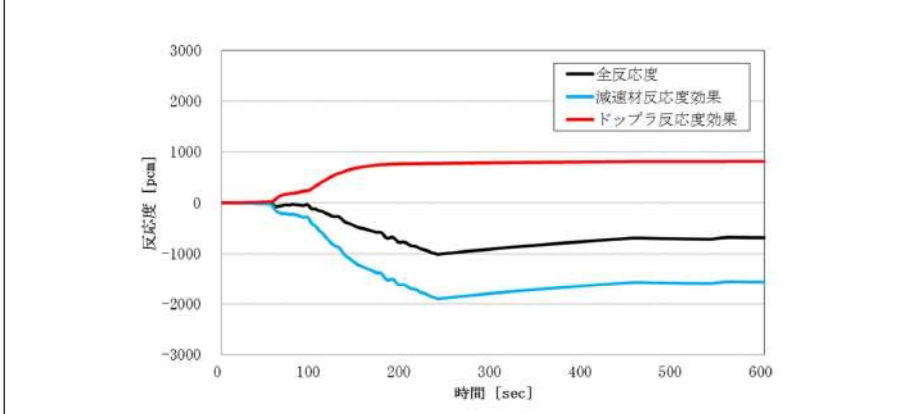
7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.6 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における反応度フィードバックについて）

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 2.5.7</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における 反応度フィードバックについて</p> <p>1. ATWSの反応度変化に影響を与える要素                  SPARKLE-2における3次元炉心動特性計算では、炉内の減速材密度（温度）、燃料温度、ほう素濃度等の状態変化に応じて、核定数（断面積）を変化させることによって反応度変化を取り扱う。また、出力分布の変化による反応度変化も同時に取り扱う。</p> <p>原子炉停止機能喪失（以下「ATWS」という。）の事象進展中に炉心に加わるフィードバック効果は主として以下の2つある。</p> <p>1) 炉心出力低下（燃料温度低下）に伴うドップラフィードバック                  &lt;正の反応度&gt;</p> <p>2) 減速材温度上昇（減速材密度低下）に伴う減速材フィードバック*                  &lt;負の反応度&gt;                  ※ボイド生成によるフィードバック効果を含む</p> <p>上記以外の反応度フィードバックとしては、以下が挙げられるが、それらの効果は小さい。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃焼について                      ATWSは解析期間が短時間であるため、燃焼（核種の生成/消滅）による反応度フィードバックは考慮する必要がない。</li> <li>● 制御棒について                      ATWS解析中に制御棒位置は変化しない。</li> <li>● ほう素について                      ATWSは解析期間中に濃縮・希釈される事象ではなく、また、ボイド生成に伴うほう素密度変化による反応度フィードバックの全反応度への寄与は小さい。</li> <li>● 初期ボイドの消滅について                      事象初期の炉心内サブクールボイド量は少なく、ATWS解析におけるボイド消滅による正の反応度添加量は非常に小さい*。（※反応度停止余裕評価におけるボイド消滅に伴う反応度 50pcmは保守的に算出したものである）</li> </ul> <p>したがって、事象進展中の減速材フィードバック効果及びドップラフィードバック効果による反応度に着目し、反応度成分を以下のように分析した。結果を第1図に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.5.6</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における 反応度フィードバックについて</p> <p>1. ATWSの反応度変化に影響を与える要素                  SPARKLE-2における3次元炉心動特性計算では、炉内の減速材密度（温度）、燃料温度、ほう素濃度等の状態変化に応じて、核定数（断面積）を変化させることによって反応度変化を取り扱う。また、出力分布の変化による反応度変化も同時に取り扱う。</p> <p>原子炉停止機能喪失（以下「ATWS」という。）の事象進展中に炉心に加わるフィードバック効果は主として以下の2つある。</p> <p>1) 炉心出力低下（燃料温度低下）に伴うドップラフィードバック                  &lt;正の反応度&gt;</p> <p>2) 減速材温度上昇（減速材密度低下）に伴う減速材フィードバック*                  &lt;負の反応度&gt;                  ※ボイド生成によるフィードバック効果を含む</p> <p>上記以外の反応度フィードバックとしては、以下が挙げられるが、それらの効果は小さい。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃焼について                      ATWSは解析期間が短時間であるため、燃焼（核種の生成/消滅）による反応度フィードバックは考慮する必要がない。</li> <li>● 制御棒について                      ATWS解析中に制御棒位置は変化しない。</li> <li>● ほう素について                      ATWSは解析期間中に濃縮・希釈される事象ではなく、また、ボイド生成に伴うほう素密度変化による反応度フィードバックの全反応度への寄与は小さい。</li> <li>● 初期ボイドの消滅について                      事象初期の炉心内サブクールボイド量は少なく、ATWS解析におけるボイド消滅による正の反応度添加量は非常に小さい*。                      ※反応度停止余裕評価におけるボイド消滅に伴う反応度 50pcmは保守的に算出したものである</li> </ul> <p>したがって、事象進展中の減速材フィードバック効果及びドップラフィードバック効果による反応度に着目し、反応度成分を以下のように分析した。結果を第1図に示す。</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）

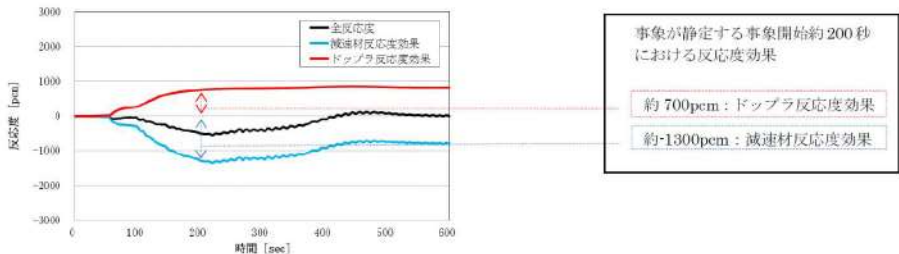
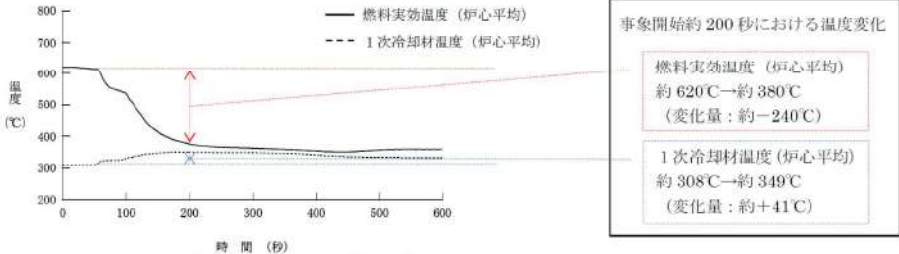
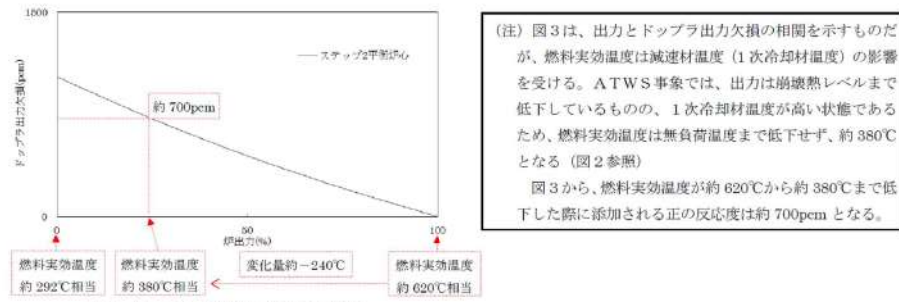
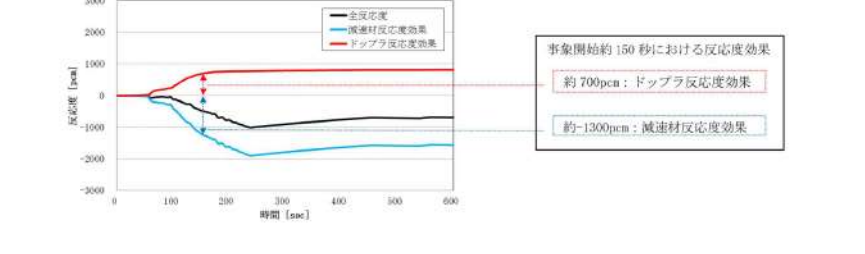
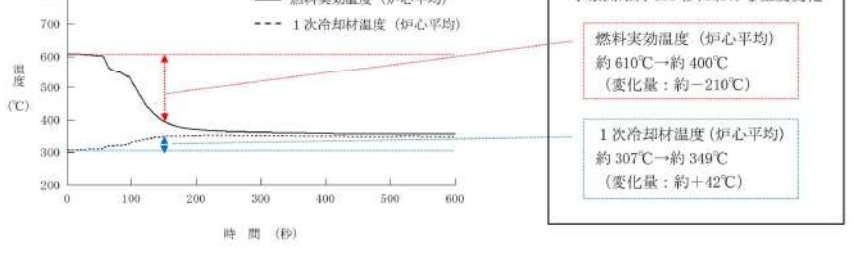
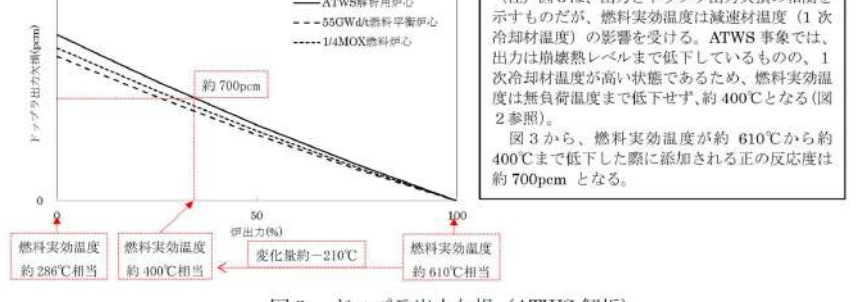
7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.6 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における反応度フィードバックについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>① ある時間 t における3次元炉心動特性計算結果から、フィードバックに伴う断面積変化量及び中性子束を各炉心領域で抽出</p> <p>② 抽出された断面積変化量を、中性子束を重みとして積算することで、フィードバックに起因する炉心平均の吸収反応率及び生成反応率の変化を算出し、中性子束重みとして積算した生成反応率で除することで反応度変化を評価</p> <p>③ ①②を事象進展（解析計算）期間にわたって実施</p>	<p>① ある時間 t における3次元炉心動特性計算結果から、フィードバックに伴う断面積変化量及び中性子束を各炉心領域で抽出</p> <p>② 抽出された断面積変化量を、中性子束を重みとして積算することで、フィードバックに起因する炉心平均の吸収反応率及び生成反応率の変化を算出し、中性子束重みとして積算した生成反応率で除することで反応度変化を評価</p> <p>③ ①②を事象進展（解析計算）期間にわたって実施</p>	
<p>なお、上記の分析により導出された各反応度成分は、解析用炉心特性データから別途算出した値と概ね一致している&lt;別紙1参照&gt;</p>	<p>なお、上記の分析により導出された各反応度成分は、解析用炉心特性データから別途算出した値と概ね一致している&lt;別紙1参照&gt;</p>	
 <p>図1 ATWS事象における反応度推移</p>	 <p>第1図 ATWS事象における反応度推移</p>	
<p>*全反応度は、時々刻々SPARKLE-2で評価される炉心平均の中性子束、実効遅発中性子割合、遅発中性子先行核崩壊定数等を用いて反応度を逆算して求めたもの。</p>	<p>*全反応度は、時々刻々SPARKLE-2で評価される炉心平均の中性子束、実効遅発中性子割合、遅発中性子先行核崩壊定数等を用いて反応度を逆算して求めたもの。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失 (添付資料 7.1.5.6 原子炉停止機能喪失 (主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗) における反応度フィードバックについて)

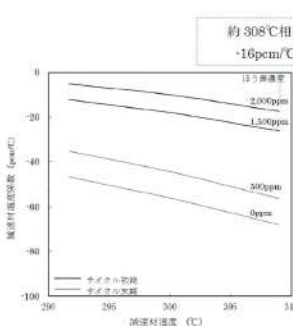
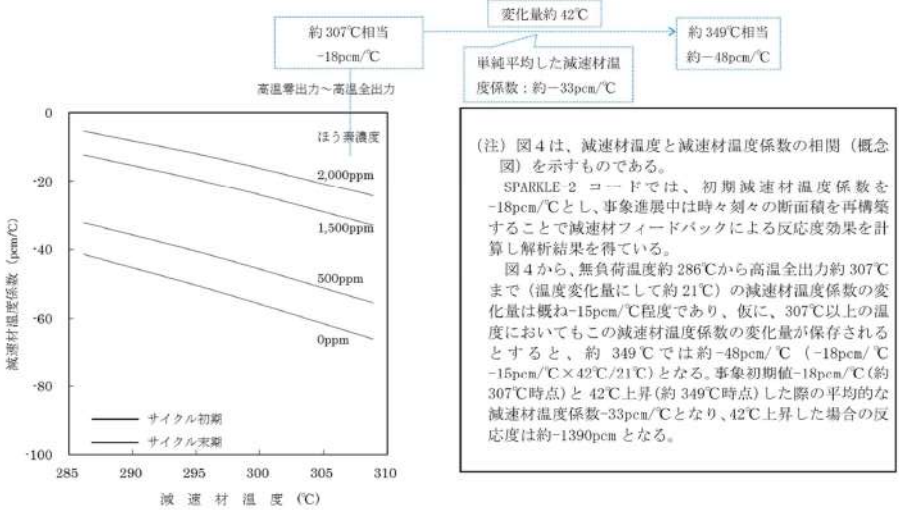
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p>今回示した反応度成分は、簡易的な手法で評価しているが、以下に示すように、ATWS事象進展における燃料実効温度 (炉心平均) の変化量と ATWS 解析用炉心のドップラ出力欠損との関係から評価した結果と照らしても概ね整合がとれており、妥当な結果と考える。</p>  <p>図1 ATWS事象における反応度推移</p>  <p>図2 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移</p>  <p>図3 ドップラ出力欠損 (ATWS 解析)</p>	<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p>今回示した反応度成分は、簡易的な手法で評価しているが、以下に示すように、ATWS 事象進展における燃料実効温度 (炉心平均) の変化量と ATWS 解析用炉心のドップラ出力欠損との関係から評価した結果と照らしても概ね整合がとれており、妥当な結果と考える。</p>  <p>図1 ATWS 事象における反応度推移</p>  <p>図2 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移</p>  <p>図3 ドップラ出力欠損 (ATWS 解析)</p> <p>(注) 図3は、出力とドップラ出力欠損の相関を示すものだが、燃料実効温度は減速材温度 (1次冷却材温度) の影響を受ける。ATWS 事象では、出力は崩壊熱レベルまで低下しているものの、1次冷却材温度が高い状態であるため、燃料実効温度は無負荷温度まで低下せず、約400°Cとなる (図2参照)。              図3から、燃料実効温度が約610°Cから約400°Cまで低下した際に添加される正の反応度は約700pcmとなる。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

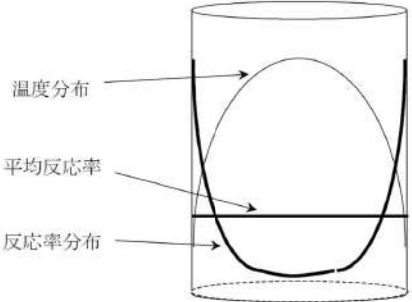
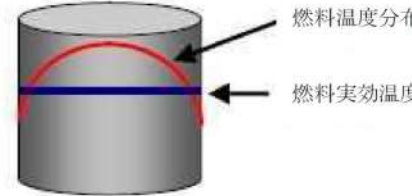
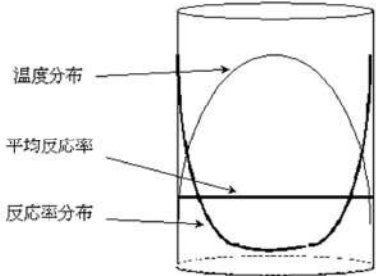
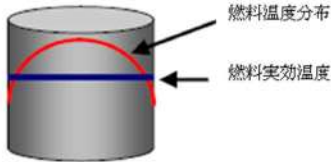
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.6 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における反応度フィードバックについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図4 減速材温度と減速材温度係数の関係（概念図）</p> <p>(注) 図4は、減速材温度と減速材温度係数の相関（概念図）を示すものである。SPARKLE-2コードでは、初期減速材温度係数を-16pcm/℃とし、事象進展中は時々刻々の断面積を再構築することで減速材フィードバックによる反応度効果を計算し解析結果を得ている。</p> <p>図4から、無負荷温度約292℃から高温全出力約308℃まで（温度変化量にして約16℃）の減速材温度係数の変化量は概ね-13pcm/℃程度であり、仮に、308℃以上の温度においてもこの減速材温度係数の変化量が保存されるとすると、約349℃では約-49pcm/℃（-16pcm/℃-13pcm/℃×41℃/16℃）となる。事象初期値-16pcm/℃（約308℃時点）と41℃上昇（約349℃時点）した際の平均的な減速材温度係数は約-32.5pcm/℃となり、41℃上昇した場合の反応度は約-1330pcmとなる。</p>	 <p>図4 減速材温度と減速材温度係数の関係（概念図）</p> <p>(注) 図4は、減速材温度と減速材温度係数の相関（概念図）を示すものである。SPARKLE-2コードでは、初期減速材温度係数を-18pcm/℃とし、事象進展中は時々刻々の断面積を再構築することで減速材フィードバックによる反応度効果を計算し解析結果を得ている。</p> <p>図4から、無負荷温度約286℃から高温全出力約307℃まで（温度変化量にして約21℃）の減速材温度係数の変化量は概ね-15pcm/℃程度であり、仮に、307℃以上の温度においてもこの減速材温度係数の変化量が保存されるとすると、約349℃では約-48pcm/℃（-18pcm/℃-15pcm/℃×42℃/21℃）となる。事象初期値-18pcm/℃（約307℃時点）と42℃上昇（約349℃時点）した際の平均的な減速材温度係数は約-33pcm/℃となり、42℃上昇した場合の反応度は約-1390pcmとなる。</p>	

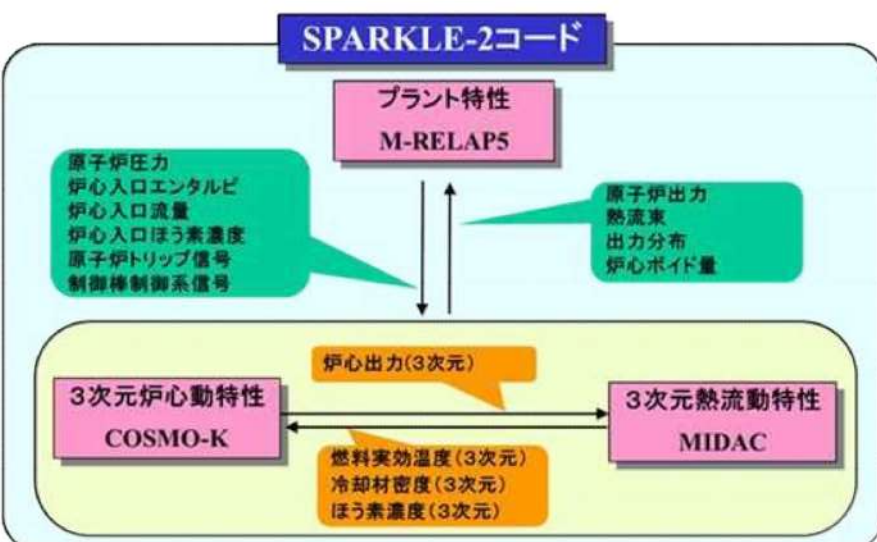
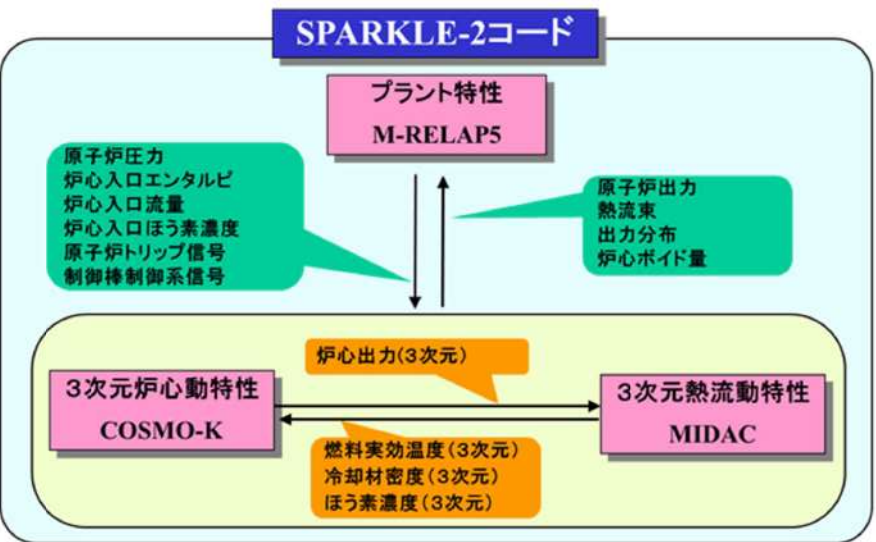


7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.6 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における反応度フィードバックについて）

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;">燃料実効温度（炉心平均）について</p> <p style="text-align: right;">別紙2</p> <p>燃料実効温度（炉心平均）および1次冷却材温度（炉心平均）は、3次元炉心動特性計算に使用しているノード単位*の燃料実効温度分布および1次冷却材温度分布に対して、ノードの出力と体積の重みを掛けて平均化した値である。</p> <p>※ノード単位：径方向は2×2/集合体、軸方向は約10cmのメッシュ幅</p> <p>ノード単位の燃料実効温度は、MIDACで計算されたペレット内径方向温度分布を、炉心計算での反応度が合うように平均化し、COSMO-Kに受け渡す核計算用の燃料温度である。</p> <p>一般にペレット内の反応率分布は、図1の「反応率分布」として示されるような分布を持つ。そのため、ペレットの反応度を1つの代表温度で精度良く表す場合には、ペレット内の反応率と整合するよう、ペレット外側の重みが大きくなる加重平均処理を行う。</p>  <p style="text-align: center;">図1 燃料ペレット内の径方向温度分布および反応率分布（概念図）</p>  <p style="text-align: center;">図2 燃料ペレット内の径方向温度分布および反応率分布（概念図）</p>	<p style="text-align: center;">燃料実効温度（炉心平均）について</p> <p style="text-align: right;">別紙2</p> <p>燃料実効温度（炉心平均）および1次冷却材温度（炉心平均）は、3次元炉心動特性計算に使用しているノード単位*の燃料実効温度分布および1次冷却材温度分布に対して、ノードの出力と体積の重みを掛けて平均化した値である。</p> <p>※ノード単位：径方向は2×2/集合体、軸方向は約10cmのメッシュ幅</p> <p>ノード単位の燃料実効温度は、MIDACで計算されたペレット内径方向温度分布を、炉心計算での反応度が合うように平均化し、COSMO-Kに受け渡す核計算用の燃料温度である。</p> <p>一般にペレット内の反応率分布は、図1の「反応率分布」として示されるような分布を持つ。そのため、ペレットの反応度を1つの代表温度で精度良く表す場合には、ペレット内の反応率と整合するよう、ペレット外側の重みが大きくなる加重平均処理を行う。</p>  <p style="text-align: center;">図1 燃料ペレット内の径方向温度分布および反応率分布（概念図）</p>  <p style="text-align: center;">図2 燃料ペレット内の径方向温度分布および燃料実効温度（概念図）</p>	

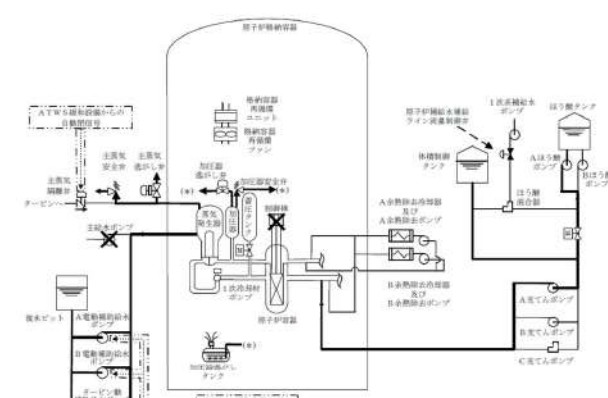
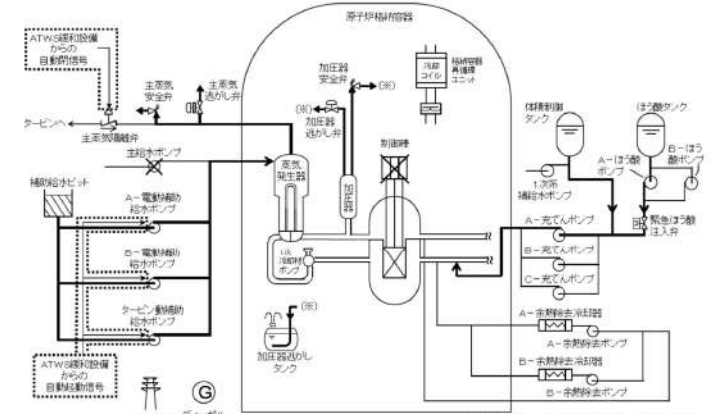
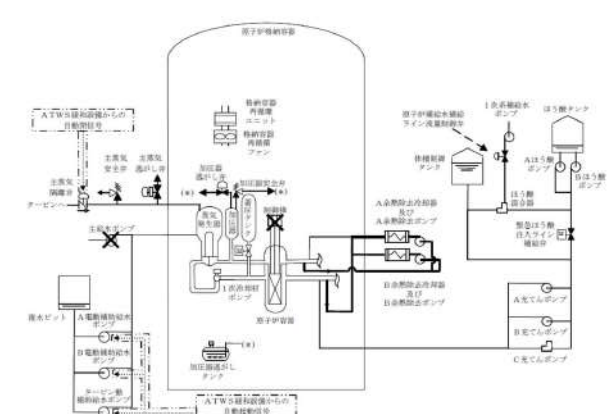
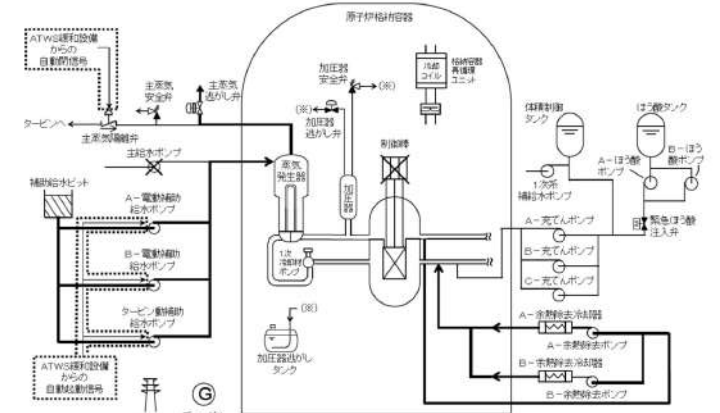
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.6 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における反応度フィードバックについて）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>SPARKLE-2コード</p> <p>プラント特性 M-RELAP5</p> <p>原子炉圧力 炉心入口エンタルピ 炉心入口流量 炉心入口ほう素濃度 原子炉トリップ信号 制御棒制御系信号</p> <p>原子炉出力 熱流束 出力分布 炉心ポイド量</p> <p>3次元炉心動特性 COSMO-K</p> <p>3次元熱流動特性 MIDAC</p> <p>炉心出力(3次元)</p> <p>燃料実効温度(3次元) 冷却材密度(3次元) ほう素濃度(3次元)</p>	 <p>SPARKLE-2コード</p> <p>プラント特性 M-RELAP5</p> <p>原子炉圧力 炉心入口エンタルピ 炉心入口流量 炉心入口ほう素濃度 原子炉トリップ信号 制御棒制御系信号</p> <p>原子炉出力 熱流束 出力分布 炉心ポイド量</p> <p>3次元炉心動特性 COSMO-K</p> <p>3次元熱流動特性 MIDAC</p> <p>炉心出力(3次元)</p> <p>燃料実効温度(3次元) 冷却材密度(3次元) ほう素濃度(3次元)</p>	

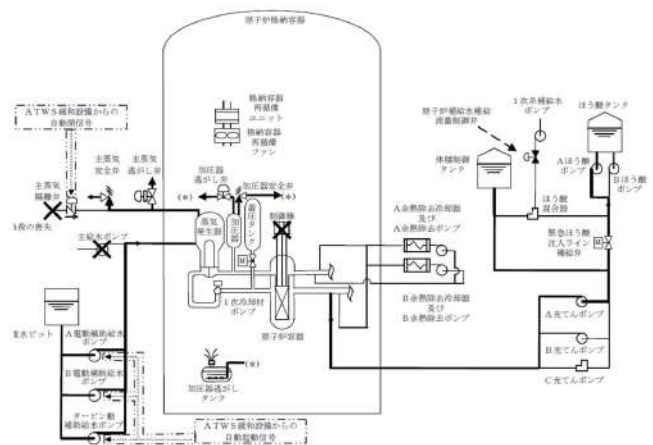
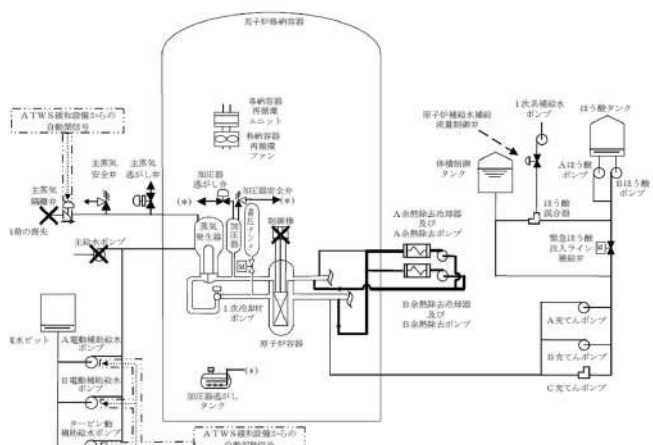
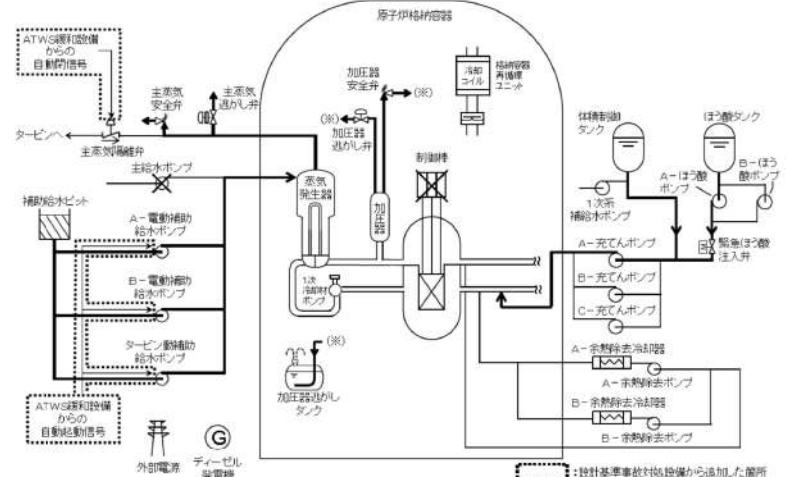
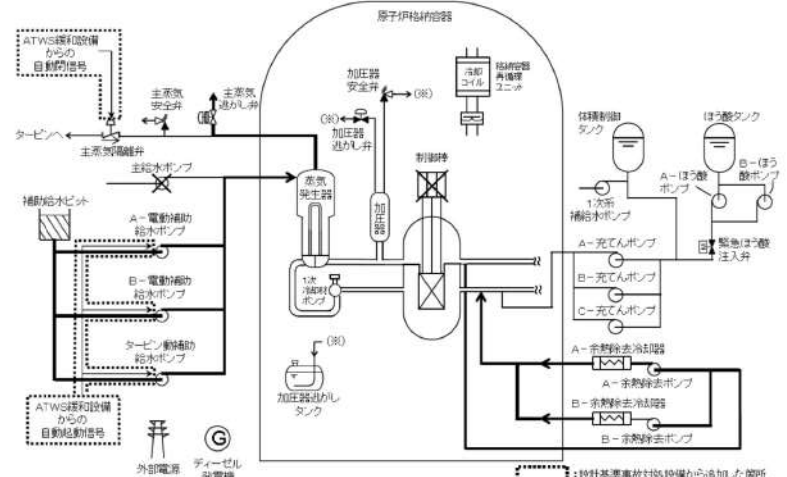
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.7 重要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 2.5.6</p> <p style="text-align: center;">重要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>「原子炉停止機能喪失」における重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ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 style="text-align: center;">図1 「主給水流量喪失時に原子炉トリップ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 style="text-align: center;">添付資料 7.1.5.7</p> <p style="text-align: center;">重要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>「原子炉停止機能喪失」における重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ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 style="text-align: center;">図1 「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（ATWS緩和設備及び緊急ほう酸濃縮）</p>	
<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.5.7</p> <p style="text-align: center;">重要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>「原子炉停止機能喪失」における重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ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 style="text-align: center;">図2 「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉安定以降の対策）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.5.7</p> <p style="text-align: center;">重要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>「原子炉停止機能喪失」における重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ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 style="text-align: center;">図2 「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（余熱除去系による炉心冷却）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.7 重要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>また、重要事故シーケンス「負荷の喪失時に原子炉トリップ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>----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>  <p>図3 「負荷の喪失時に原子炉トリップ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>----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>  <p>図4 「負荷の喪失時に原子炉トリップ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）（原子炉安定以降の対策）</p>	<p>また、重要事故シーケンス「負荷の喪失時に原子炉トリップ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 「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（ATWS緩和設備及び緊急ほう酸濃槽）</p>	
	 <p>図2 「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（余熱除去系による炉心冷却）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.8 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>添付資料 2.5.8</p> <p>安定停止状態について</p> <p>原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗及び負荷喪失+原子炉トリップ失敗）時の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：緊急ほう酸濃縮により燃料取替ほう素濃度まで1次冷却材を濃縮後、余熱除去系が使用可能となる1次冷却材の温度、圧力まで減温、減圧し、さらに、余熱除去系により1次冷却材温度 93℃以下まで冷却され、炉心の冷却が維持されている状態</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について                  燃料取替ほう素濃度まで濃縮するには、濃縮開始から約 6.1 時間必要であり、事象発生の 21 分後から実施することから約 6.5 時間で濃縮完了する。更にサンプリング結果が出るまでに約 1.5 時間が必要であることから、事象発生の約 8.0 時間後を高温停止状態とした。</p> <p>なお、ほう酸濃縮を開始すると速やかに未臨界が達成されるとともに、放出された約 34t 分は、燃料取替ほう素濃度までの濃縮量（約 103t）により回復され、約 8.0 時間の中に包含される。</p> <p>また、高温停止状態に到達する事象発生の約 8.0 時間後に、蒸気発生器2次側での冷却により、177℃、2.7MPa [gage]まで減温、減圧するために必要な時間（約 5.2 時間）を加えた約 13.2 時間を余熱除去系が使用可能となる時間とした。</p> <p>余熱除去系による長期安定状態の維持について                  余熱除去系が使用可能となる時間（約 13.2 時間）に、余熱除去系ウォーミング（約 1 時間：定検実績より算出）及び1次冷却系温度 177℃から 93℃までの冷却時間（約 7.1 時間：定検実績より算出）を足した時間（約 21.3 時間）にて低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。また、1次冷却系の冷却に必要な外部電源等のサポート系は使用可能であり、余熱除去系により長期にわたり炉心の冷却が可能であることから、原子炉の安定停止状態を長期にわたり維持可能である。</p>	<p>添付資料 2.5.2</p> <p>安定状態について</p> <p>原子炉停止機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要の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：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要の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】                  原子炉安定停止状態の確立について                  高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心の冷却が維持される。また、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し、未臨界が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>格納容器安定状態の確立について                  残留熱除去系によるサブプレッションプール水冷却モード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℃を下回るとともに、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】                  上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。</p>	<p>添付資料 7.1.5.8</p> <p>安定状態について</p> <p>原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）及び（負荷喪失+原子炉トリップ失敗）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要の要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能により、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、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要の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】                  原子炉安定停止状態の確立について                  燃料取替ほう素濃度まで濃縮するには、濃縮開始から約 2.6 時間必要であり、事象発生約 15 分経過後から実施することから約 2.8 時間で濃縮完了する。更にサンプリング結果が出るまでに約 1 時間が必要であることから、事象発生から約 4.5 時間を原子炉安定停止状態とした。また、ほう酸濃縮を開始すると速やかに未臨界が達成される。</p> <p>なお、加圧器安全弁及び加圧器逃がし弁から系外へ放出された分の補給については、下で求めた必要なほう酸量の緊急ほう酸濃縮による補給後に化学体積制御設備等により補給することができ、約 4.5 時間の中に包含される。</p> <p>余熱除去系が使用可能となる時間（約 14 時間）に、余熱除去系ウォーミング（約 2 時間：定期検査実績より算出）、加圧器気相消滅操作（約 4 時間：定期検査実績より算出）及び1次冷却材温度 176℃から 93℃までの冷却時間（約 6.5 時間：定期検査実績より算出）を足した時間（約 26.5 時間）にて低温停止状態となる。その後も余熱除去系の運転を継続することにより、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                  加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により1次冷却材が加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいする場合、わずかに原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。そのため、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンによる原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合には、原子炉格納容器スプレイ設備により原子炉格納容器除熱を継続的に行うことで、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】                  上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。また、原子炉格納容器除熱機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.8 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>＜ほう酸濃縮時間＞</p> <p>緊急ほう酸濃縮により、ほう酸タンクから高濃度ほう酸水を注水して燃料取替ほう素濃度（2,800ppm）まで濃縮するまでの時間を算出。</p> <p>条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・初期ほう素濃度（C<sub>BO</sub>）：0 ppm</li> <li>・ほう酸タンクほう素濃度（C<sub>BAT</sub>）：8,300 ppm</li> <li>・燃料取替ほう素濃度（C<sub>f</sub>）：2,800 ppm</li> <li>・RCS重量（W<sub>0</sub>）：255 t</li> <li>・RCSからの放出量（V）：34t</li> </ul> <p>・放出された約 34t 分を緊急ほう酸濃縮により、ほう酸タンクから高濃度ほう酸水を注水後のRCSほう素濃度（C<sub>B1</sub>）は、</p> $C_{B1} = \frac{V \times C_{BAT} + C_{BO} \times (W_0 - V)}{W_0} = \frac{34[t] \times 8,300[ppm] + 0[ppm] \times (255[t] - 34[t])}{255[t]} \approx 1,106[ppm]$ <p>・燃料取替ほう素濃度までの濃縮に必要なほう酸量（W）は、以下の式による。</p> $W = W_0 \times \ln \frac{C_{BAT} - C_{B1}}{C_{BAT} - C_f} + V - 255[t] \times \ln \frac{8,300[ppm] - 1,106[ppm]}{8,300[ppm] - 2,800[ppm]} + 34[t] \approx 103[t]$ <p>・緊急ほう酸濃縮流量は 17.0t/h であることから、緊急ほう酸濃縮により燃料取替ほう素濃度を達成するための時間（t）は、</p> $t = \frac{103[t]}{17.0[t/h]} \approx 6.1 \text{ 時間}$		<p>＜ほう酸濃縮時間＞</p> <p>緊急ほう酸濃縮により、ほう酸タンクから高濃度ほう酸水を注入して燃料取替ほう素濃度（約 3,200ppm）まで濃縮するまでの時間を算出。</p> <p>条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・初期ほう素濃度（炉心末期）：0 ppm</li> <li>・ほう酸タンクほう素濃度（C<sub>BAT</sub>）：21,000 ppm</li> <li>・燃料取替ほう素濃度（C<sub>f</sub>）：3,200 ppm</li> <li>・RCS重量（W<sub>0</sub>）：215.7 t</li> </ul> <p>燃料取替ほう素濃度までの濃縮に必要なほう酸量（W）は、以下の式による。</p> $W = W_0 \times \ln \frac{C_{BAT} - 0}{C_{BAT} - C_f} = 215.7 \times \ln \frac{21,000}{21,000 - 3,200} = 35.7$ <p>・緊急ほう酸濃縮流量は 13.6m<sup>3</sup>/h(13.8t/h)であることから、緊急ほう酸濃縮により燃料取替ほう素濃度を達成するための時間(t)は、</p> $t = \frac{35.7[t]}{13.8[t]} \approx 2.6 \text{ 時間}$	<p>設計の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.9 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（原子炉停止機能喪失））

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 2.5.10</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 （原子炉停止機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ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: right;">添付資料 7.1.5.9</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （原子炉停止機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ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>	







泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失 (添付資料 7.1.5.9 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 (原子炉停止機能喪失))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 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 7.1.5-2 解析コードにおける重要現象の正確さが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th data-bbox="907 1340 918 1372">項目</th> <th data-bbox="918 1340 952 1372">重要現象</th> <th data-bbox="952 1340 985 1372">解析コード</th> <th data-bbox="985 1340 1019 1372">重要現象</th> <th data-bbox="1019 1340 1052 1372">解析コード</th> <th data-bbox="1052 1340 1086 1372">重要現象</th> <th data-bbox="1086 1340 1120 1372">解析コード</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="907 1220 918 1332">炉内温度</td> <td data-bbox="918 1220 952 1332">炉内温度</td> <td data-bbox="952 1220 985 1332">炉内温度</td> <td data-bbox="985 1220 1019 1332">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 1220 1052 1332">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 1220 1086 1332">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 1220 1120 1332">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 1101 918 1212">炉内温度</td> <td data-bbox="918 1101 952 1212">炉内温度</td> <td data-bbox="952 1101 985 1212">炉内温度</td> <td data-bbox="985 1101 1019 1212">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 1101 1052 1212">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 1101 1086 1212">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 1101 1120 1212">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 981 918 1093">炉内温度</td> <td data-bbox="918 981 952 1093">炉内温度</td> <td data-bbox="952 981 985 1093">炉内温度</td> <td data-bbox="985 981 1019 1093">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 981 1052 1093">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 981 1086 1093">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 981 1120 1093">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 861 918 973">炉内温度</td> <td data-bbox="918 861 952 973">炉内温度</td> <td data-bbox="952 861 985 973">炉内温度</td> <td data-bbox="985 861 1019 973">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 861 1052 973">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 861 1086 973">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 861 1120 973">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 742 918 853">炉内温度</td> <td data-bbox="918 742 952 853">炉内温度</td> <td data-bbox="952 742 985 853">炉内温度</td> <td data-bbox="985 742 1019 853">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 742 1052 853">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 742 1086 853">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 742 1120 853">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 622 918 734">炉内温度</td> <td data-bbox="918 622 952 734">炉内温度</td> <td data-bbox="952 622 985 734">炉内温度</td> <td data-bbox="985 622 1019 734">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 622 1052 734">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 622 1086 734">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 622 1120 734">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 502 918 614">炉内温度</td> <td data-bbox="918 502 952 614">炉内温度</td> <td data-bbox="952 502 985 614">炉内温度</td> <td data-bbox="985 502 1019 614">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 502 1052 614">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 502 1086 614">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 502 1120 614">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 383 918 494">炉内温度</td> <td data-bbox="918 383 952 494">炉内温度</td> <td data-bbox="952 383 985 494">炉内温度</td> <td data-bbox="985 383 1019 494">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 383 1052 494">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 383 1086 494">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 383 1120 494">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 263 918 375">炉内温度</td> <td data-bbox="918 263 952 375">炉内温度</td> <td data-bbox="952 263 985 375">炉内温度</td> <td data-bbox="985 263 1019 375">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 263 1052 375">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 263 1086 375">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 263 1120 375">炉内温度</td> </tr> <tr> <td data-bbox="907 143 918 255">炉内温度</td> <td data-bbox="918 143 952 255">炉内温度</td> <td data-bbox="952 143 985 255">炉内温度</td> <td data-bbox="985 143 1019 255">炉内温度</td> <td data-bbox="1019 143 1052 255">炉内温度</td> <td data-bbox="1052 143 1086 255">炉内温度</td> <td data-bbox="1086 143 1120 255">炉内温度</td> </tr> </tbody> </table>				項目	重要現象	解析コード	重要現象	解析コード	重要現象	解析コード	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度
項目	重要現象	解析コード	重要現象	解析コード	重要現象	解析コード																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										
炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度	炉内温度																																																																										

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失 (添付資料 7.1.5.9 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 (原子炉停止機能喪失))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 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		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	
項目	解析条件の考え方	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	解析条件となるパラメータに与える影響	解析条件となるパラメータに与える影響
炉心熱出力	100% (6.411MW) 定常値を規定。	100% (6.411MW) 定常値を規定。	解析条件	100% (6.411MW) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
1次冷却材圧力	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	解析条件	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
1次冷却材平均温度	307.1℃ 定常値を規定。	307.1℃ 定常値を規定。	解析条件	307.1℃ 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
炉心循環数	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	解析条件	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
運転員等操作時間 (保守作業)	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	解析条件	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響

大阪発電所3/4号炉		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	
項目	解析条件の考え方	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	解析条件となるパラメータに与える影響	解析条件となるパラメータに与える影響
炉心熱出力	100% (6.411MW) 定常値を規定。	100% (6.411MW) 定常値を規定。	解析条件	100% (6.411MW) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
1次冷却材圧力	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	解析条件	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
1次冷却材平均温度	307.1℃ 定常値を規定。	307.1℃ 定常値を規定。	解析条件	307.1℃ 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
炉心循環数	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	解析条件	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
運転員等操作時間 (保守作業)	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	解析条件	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響

泊発電所3号炉		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	
項目	解析条件の考え方	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	解析条件となるパラメータに与える影響	解析条件となるパラメータに与える影響
炉心熱出力	100% (6.433MW) 定常値を規定。	100% (6.520MW) 定常値を規定。	解析条件	100% (6.520MW) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
1次冷却材圧力	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	解析条件	15.41MPa(gage) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
1次冷却材平均温度	306.6℃ 定常値を規定。	306.6℃ 定常値を規定。	解析条件	306.6℃ 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
炉心循環数	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	解析条件	炉心循環数 ORGENCE (サイクル末期循環数) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響
運転員等操作時間 (保守作業)	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	解析条件	20% (1.8時間/日) 定常値を規定。	解析条件となるパラメータに与える影響

相違理由	
解析条件となるパラメータに与える影響	解析条件となるパラメータに与える影響

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 (原子炉停止機能喪失) (1/4)

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 (1/3)



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.9 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（原子炉停止機能喪失））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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（3/3）

項目	運転員等操作時間、運転員等の作業状況		運転員等の作業状況	運転員等操作時間に関す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
	解析条件	運転員等			
炉内設備	燃料棒の破断	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生
	燃料棒の脱落	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生
	燃料棒の欠損	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生
炉外設備	冷却水の供給	冷却水供給停止	冷却水供給停止	冷却水供給停止	冷却水供給停止
	冷却水の循環	冷却水循環停止	冷却水循環停止	冷却水循環停止	冷却水循環停止
運転員等	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況
	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況

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（続き）（3/4）

項目	運転員等操作時間、運転員等の作業状況		運転員等の作業状況	運転員等操作時間に関す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
	解析条件	運転員等			
炉内設備	燃料棒の破断	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生
	燃料棒の脱落	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生
	燃料棒の欠損	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生
炉外設備	冷却水の供給	冷却水供給停止	冷却水供給停止	冷却水供給停止	冷却水供給停止
	冷却水の循環	冷却水循環停止	冷却水循環停止	冷却水循環停止	冷却水循環停止
運転員等	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況
	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況

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（3/3）

項目	運転員等操作時間、運転員等の作業状況		運転員等の作業状況	運転員等操作時間に関す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
	解析条件	運転員等			
炉内設備	燃料棒の破断	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生	燃料棒破断発生
	燃料棒の脱落	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生	燃料棒脱落発生
	燃料棒の欠損	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生	燃料棒欠損発生
炉外設備	冷却水の供給	冷却水供給停止	冷却水供給停止	冷却水供給停止	冷却水供給停止
	冷却水の循環	冷却水循環停止	冷却水循環停止	冷却水循環停止	冷却水循環停止
運転員等	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況
	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況	運転員等の作業状況

相違理由

項目	相違理由
燃料棒破断	燃料棒破断発生
燃料棒脱落	燃料棒脱落発生
燃料棒欠損	燃料棒欠損発生
冷却水供給	冷却水供給停止
冷却水循環	冷却水循環停止
運転員等	運転員等の作業状況



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失 (添付資料 7.1.5.9 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 (原子炉停止機能喪失))

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

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

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		条件設定の考え方	項目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
	船形上の操作時間と並列に実行される他の操作時間による影響	船形上の操作時間と並列に実行される他の操作時間による影響				
事後初期において、ATWS種が設備により自動作動する主要高ライン設備及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない、このため、操作条件の不確かさによる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はない。						

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 (原子炉停止機能喪失)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		条件設定の考え方	項目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
	船形上の操作時間と並列に実行される他の操作時間による影響	船形上の操作時間と並列に実行される他の操作時間による影響				
事後初期において、ATWS種が設備により自動作動する主要高ライン設備及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない、このため、操作条件の不確かさによる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はない。						

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

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		条件設定の考え方	項目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
	船形上の操作時間と並列に実行される他の操作時間による影響	船形上の操作時間と並列に実行される他の操作時間による影響				
事後初期において、ATWS種が設備により自動作動する主要高ライン設備及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない、このため、操作条件の不確かさによる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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.10 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響）

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 2.5.9</p> <p>原子炉停止機能喪失時の有効性評価における原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響について</p> <p>1. 原子炉停止機能喪失時の有効性評価における不確かさの影響について</p> <p>最確条件を基本ケースとした場合は、入力条件の不確かさによる1次冷却材圧力の最大値への感度は軽微であるが、1次冷却材圧力の最大値付近において加圧器安全弁開度の余裕が小さいような条件では、入力条件の不確かさ（解析コード又は解析条件の不確かさ）による原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値への感度が大きくなるとの知見を踏まえ、これらの不確かさによる影響を感度解析にて確認する。具体的には、今回の有効性評価を行った「主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップに失敗する事故」の入力条件に対し、さらに解析コード及び解析条件の不確かさの全てが1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定に基づき、感度解析を行う。</p> <p>不確かさとして有効性評価への考慮が必要となる項目としては、減速材反応度帰還効果、ドブブラ反応度帰還効果、1次冷却材平均温度、原子炉熱出力及び1次冷却材圧力があるが、各項目の不確かさには解析コードの不確かさ及び解析条件の不確かさを含み、感度解析における各不確かさの取扱いを表1に示す。</p> <p>(1) 初期条件の不確かさが原子炉停止機能喪失時の有効性評価に与える影響</p> <p>「主給水流量喪失」における感度解析結果を表2及び図1～図4に、「負荷の喪失」の感度解析結果を表3及び図5～図8に示すとおり、初期条件の不確かさの全てが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定に基づく感度解析の結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は「主給水流量喪失」において約19.4MPa[gage]、「負荷の喪失」において約19.6MPa[gage]となり、各々の基本ケースでの結果である約18.6MPa[gage]及び約18.9MPa[gage]に比べて上昇するものの、対策の有効性を確認する項目である最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回る結果となる。また、この感度解析結果と判断基準との間には、解析コードの不確かさのうち1次冷却材平均温度および1次冷却材圧力の不確かさによる影響(約0.6MPa)を上回る裕度がある。</p> <p>なお、ここで想定した感度解析条件は、解析コード及び解析条件の不確かさの全てが1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定に基づくものであるが、不確かさのうち初期定常誤差(炉心熱出力、1次冷却材平均温度及び1次冷却材圧力)、ドブブラ反応度帰還効果及び減速材反応度帰還効果の不確かさについては、それぞれが独立したパラメータであり、これらの不確かさの全てが同時に1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用する可能性は小さい。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.5.10</p> <p>原子炉停止機能喪失時の有効性評価における原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響について</p> <p>1. 原子炉停止機能喪失時の有効性評価における不確かさの影響について</p> <p>原子炉停止機能喪失時の有効性評価では、最適評価条件に対し、入力条件の不確かさのうち評価指標となる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の上昇への影響が最も大きい減速材温度係数初期値(以下「MC初期値」という。)に保守性を考慮したもとしている。</p> <p>最確条件を基本ケースとした場合は、入力条件の不確かさによる1次冷却材圧力の最大値への感度は軽微であるが、1次冷却材圧力の最大値付近において加圧器安全弁開度の余裕が小さいような条件では、入力条件の不確かさ（解析コード又は解析条件の不確かさ）による原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値への感度が大きくなるとの知見を踏まえ、これらの不確かさによる影響を感度解析にて確認する。具体的には、今回の有効性評価を行った「主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップに失敗する事故」の入力条件に対し、さらに解析コード及び解析条件の不確かさの全てが1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定に基づき、感度解析を行う。</p> <p>不確かさとして有効性評価への考慮が必要となる項目としては、減速材反応度帰還効果、ドブブラ反応度帰還効果、1次冷却材平均温度、原子炉熱出力及び1次冷却材圧力があるが、各項目の不確かさには解析コードの不確かさ及び解析条件の不確かさを含み、感度解析における各不確かさの取扱いを表1に示す。</p> <p>(1) 初期条件の不確かさが原子炉停止機能喪失時の有効性評価に与える影響</p> <p>「主給水流量喪失」における感度解析結果を表3及び図1～図4に、「負荷の喪失」の感度解析結果を表4及び図5～図8に示すとおり、初期条件の不確かさの全てが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定に基づく感度解析の結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は「主給水流量喪失」において約19.6MPa[gage]、「負荷の喪失」において約19.7MPa[gage]となり、各々の基本ケースでの結果である約18.6MPa[gage]に比べて上昇するものの、対策の有効性を確認する項目である最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回る結果となる。また、この感度解析結果と判断基準との間には、解析コードの不確かさのうち1次冷却材平均温度及び1次冷却材圧力の不確かさによる影響(約0.6MPa)を上回る裕度がある。</p> <p>なお、ここで想定した感度解析条件は、解析コード及び解析条件の不確かさの全てが1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定に基づくものであるが、不確かさのうち初期定常誤差(炉心熱出力、1次冷却材平均温度及び1次冷却材圧力)、ドブブラ反応度帰還効果及び減速材反応度帰還効果の不確かさについては、それぞれが独立したパラメータであり、これらの不確かさの全てが同時に1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用する可能性は小さい。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>設計の相違</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.10 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
<p>2. まとめ</p> <p>原子炉停止機能喪失時の有効性評価では、入力条件の不確かさのうち最も評価指標への影響が大きい減速材温度係数初期値に保守性を考慮しており、その他の不確かさについては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、最適評価条件としたものとしているが、その他の入力条件の不確かさの全てが1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定においても、原子炉停止機能喪失事象における原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が確保できることを確認した。</p> <p>表1 感度解析における解析コード及び解析条件の不確かさの取扱い</p> <table border="1" data-bbox="235 518 945 1321"> <thead> <tr> <th>解析コードの不確かさ</th> <th>解析条件の不確かさ</th> <th>感度解析での取扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ドブブラ 反応度 帰還効果</td> <td>±10%</td> <td>取替炉心毎のばらつき</td> </tr> <tr> <td>減速材 反応度 帰還効果</td> <td>±3.6pcm/°C</td> <td>取替炉心毎のばらつき</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材 平均温度</td> <td>±2°C</td> <td>±2.2°C</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td>—</td> <td>±2%</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材 圧力</td> <td>±0.2MPa</td> <td>±0.21MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 代表4ループによる評価結果に基づくものであり、加圧器安全弁開度の余裕の違いにより、1次冷却材温度の不確かさによる1次冷却材圧力への影響は若干変動すると考えられるが、その変動は解析結果と判断基準の余裕に比べれば小さいものである。</p>	解析コードの不確かさ	解析条件の不確かさ	感度解析での取扱い	ドブブラ 反応度 帰還効果	±10%	取替炉心毎のばらつき	減速材 反応度 帰還効果	±3.6pcm/°C	取替炉心毎のばらつき	1次冷却材 平均温度	±2°C	±2.2°C	炉心熱出力	—	±2%	1次冷却材 圧力	±0.2MPa	±0.21MPa	<p>2. まとめ</p> <p>原子炉停止機能喪失時の有効性評価では、入力条件の不確かさのうち最も評価指標への影響が大きいMTC初期値に保守性を考慮しており、その他の不確かさについては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、最適評価条件としたものとしているが、その他の入力条件の不確かさの全てが1次冷却材圧力の最大値を高くする方向に作用したとの保守的な仮定においても、原子炉停止機能喪失事象における原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が確保できることを確認した。</p> <p>表1 感度解析における解析コード及び解析条件の不確かさの取扱い</p> <table border="1" data-bbox="1187 518 1832 1321"> <thead> <tr> <th>解析コードの不確かさ</th> <th>解析条件の不確かさ</th> <th>感度解析での取扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ドブブラ 反応度帰還 効果</td> <td>±10%</td> <td>取替炉心毎のばらつき</td> </tr> <tr> <td>減速材 反応度帰還 効果</td> <td>±3.6pcm/°C</td> <td>取替炉心毎のばらつき</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材 平均温度</td> <td>±2°C</td> <td>±2.2°C</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td>—</td> <td>±2%</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材 圧力</td> <td>±0.2MPa</td> <td>±0.21MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 代表4ループによる評価結果に基づくものであり、加圧器安全弁開度の余裕の違いにより、1次冷却材温度の不確かさによる1次冷却材圧力への影響は若干変動すると考えられるが、その変動は解析結果と判断基準の余裕に比べれば小さいものである。</p>	解析コードの不確かさ	解析条件の不確かさ	感度解析での取扱い	ドブブラ 反応度帰還 効果	±10%	取替炉心毎のばらつき	減速材 反応度帰還 効果	±3.6pcm/°C	取替炉心毎のばらつき	1次冷却材 平均温度	±2°C	±2.2°C	炉心熱出力	—	±2%	1次冷却材 圧力	±0.2MPa	±0.21MPa	<p>記載表現の相違          ・泊は最初に読み替えを実施</p>
解析コードの不確かさ	解析条件の不確かさ	感度解析での取扱い																																				
ドブブラ 反応度 帰還効果	±10%	取替炉心毎のばらつき																																				
減速材 反応度 帰還効果	±3.6pcm/°C	取替炉心毎のばらつき																																				
1次冷却材 平均温度	±2°C	±2.2°C																																				
炉心熱出力	—	±2%																																				
1次冷却材 圧力	±0.2MPa	±0.21MPa																																				
解析コードの不確かさ	解析条件の不確かさ	感度解析での取扱い																																				
ドブブラ 反応度帰還 効果	±10%	取替炉心毎のばらつき																																				
減速材 反応度帰還 効果	±3.6pcm/°C	取替炉心毎のばらつき																																				
1次冷却材 平均温度	±2°C	±2.2°C																																				
炉心熱出力	—	±2%																																				
1次冷却材 圧力	±0.2MPa	±0.21MPa																																				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

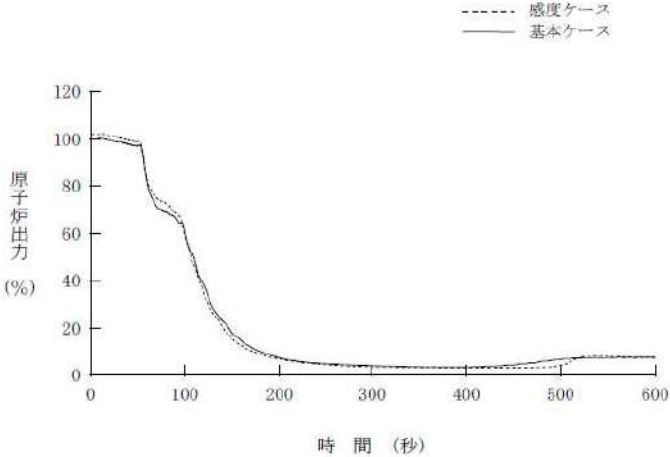
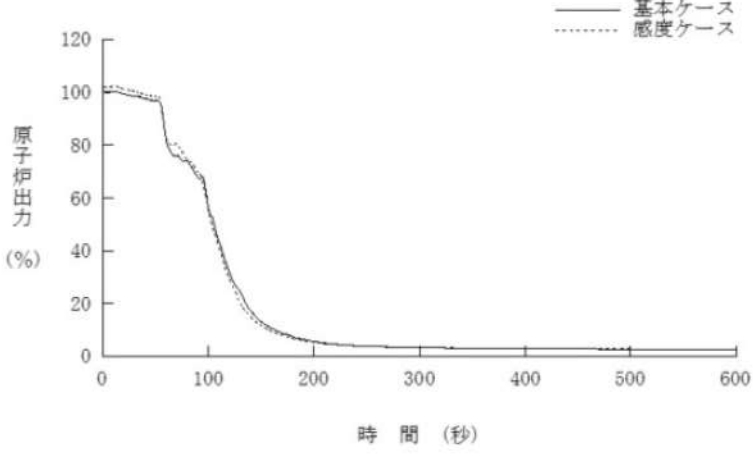
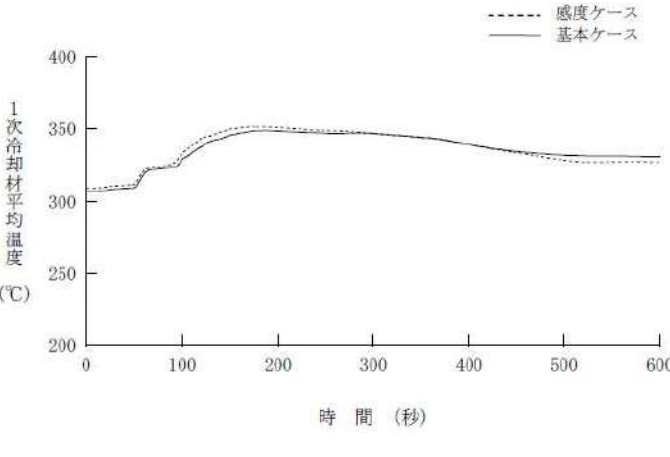
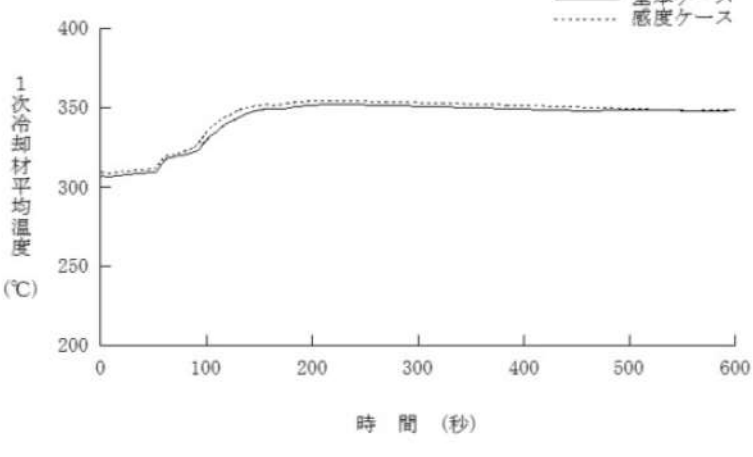
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.10 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																														
<p>表2 「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="246 510 940 750"> <thead> <tr> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-16pcm/°C</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.6MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>-16pcm/°C</td> <td>最確値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.4MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2°C、1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p> <p>表3 「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="246 925 940 1165"> <thead> <tr> <th>減速材温度係数初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-16pcm/°C</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.9MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>-16pcm/°C</td> <td>最確値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.6MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2°C、1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p>	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	-16pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]	-16pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.4MPa[gage]	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	-16pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.9MPa[gage]	-16pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.6MPa[gage]	<p>表2 初期MTCの評価結果（核的不確かさ含まず）</p> <table border="1" data-bbox="1120 239 1904 383"> <thead> <tr> <th>燃焼度時点</th> <th>ウラン平衡炉心</th> <th>MOX平衡炉心</th> <th>取替炉心の例（第2サイクル）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>サイクル初期</td> <td>-30.1pcm/°C</td> <td>-34.6pcm/°C</td> <td>-25.0pcm/°C</td> </tr> </tbody> </table> <p>表3 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1120 462 1904 702"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>MTC初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-18pcm/°C</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.8MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-18pcm/°C</td> <td>最確値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.8MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、下記を考慮した。          炉心熱出力：定格値+2%          1次冷却材平均温度：定格値+2.2°C          1次冷却材圧力：定格値+0.21MPa</p> <p>表4 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1120 877 1904 1117"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>MTC初期値</th> <th>ドップラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-18pcm/°C</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.8MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-18pcm/°C</td> <td>最確値+20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.7MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、下記を考慮した。          炉心熱出力：定格値+2%          1次冷却材平均温度：定格値+2.2°C          1次冷却材圧力：定格値+0.21MPa</p>	燃焼度時点	ウラン平衡炉心	MOX平衡炉心	取替炉心の例（第2サイクル）	サイクル初期	-30.1pcm/°C	-34.6pcm/°C	-25.0pcm/°C	解析ケース	MTC初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	基本ケース	-18pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.8MPa[gage]	感度ケース	-18pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.8MPa[gage]	解析ケース	MTC初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値	基本ケース	-18pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.8MPa[gage]	感度ケース	-18pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.7MPa[gage]	<p>記載方針の相違</p>
減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																													
-16pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]																																																													
-16pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.4MPa[gage]																																																													
減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																													
-16pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.9MPa[gage]																																																													
-16pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.6MPa[gage]																																																													
燃焼度時点	ウラン平衡炉心	MOX平衡炉心	取替炉心の例（第2サイクル）																																																													
サイクル初期	-30.1pcm/°C	-34.6pcm/°C	-25.0pcm/°C																																																													
解析ケース	MTC初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																												
基本ケース	-18pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.8MPa[gage]																																																												
感度ケース	-18pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.8MPa[gage]																																																												
解析ケース	MTC初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値																																																												
基本ケース	-18pcm/°C	最確値	考慮しない	約 18.8MPa[gage]																																																												
感度ケース	-18pcm/°C	最確値+20%	考慮する*	約 19.7MPa[gage]																																																												

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.10 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="416 770 824 798">図1 原子炉出力の推移比較（主給水流量喪失）</p>	 <p data-bbox="1229 691 1765 718">図1 原子炉出力の推移比較（主給水流量喪失）</p>	
 <p data-bbox="371 1366 869 1393">図2 1次冷却材平均温度の推移比較（主給水流量喪失）</p>	 <p data-bbox="1178 1382 1809 1409">図2 1次冷却材平均温度の推移比較（主給水流量喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.10 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 1次冷却材圧力の推移比較（主給水流量喪失）</p>	<p>図3 1次冷却材圧力の推移比較（主給水流量喪失）</p>	
<p>図4 加圧器安全弁開度の推移比較（主給水流量喪失）</p>	<p>図4 加圧器安全弁開度の推移比較（主給水流量喪失）</p>	

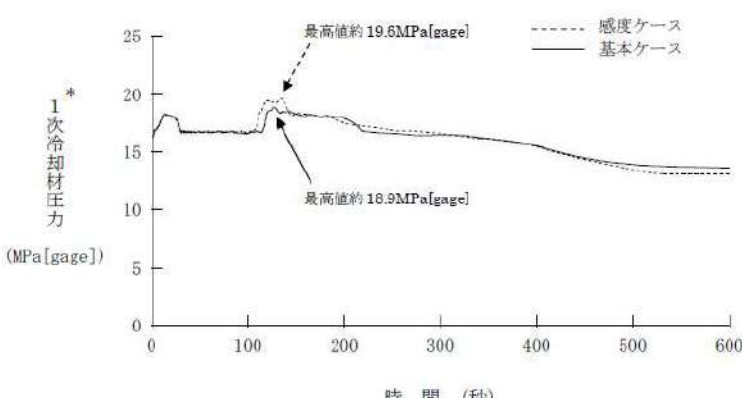
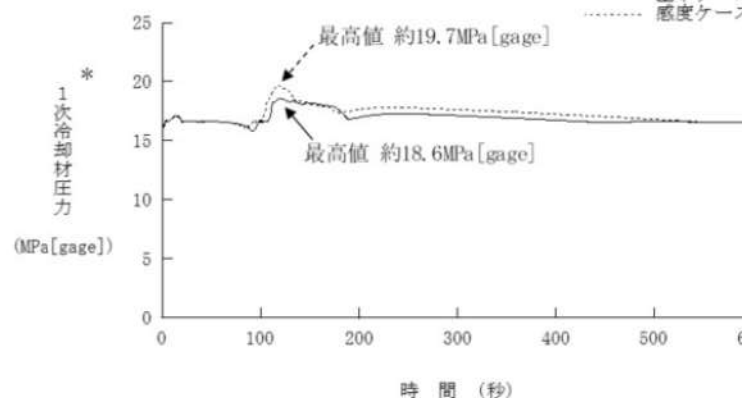
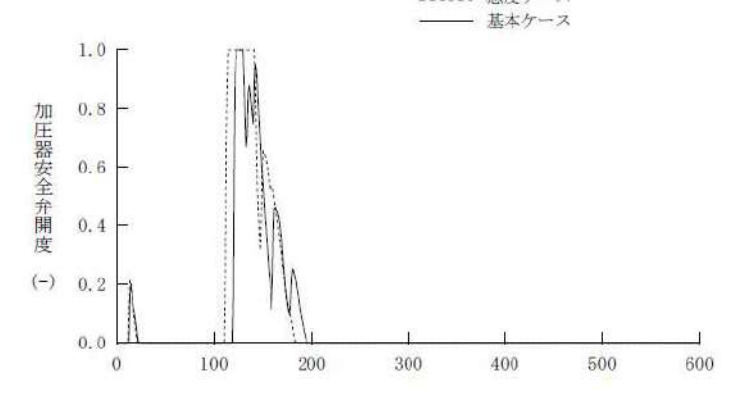
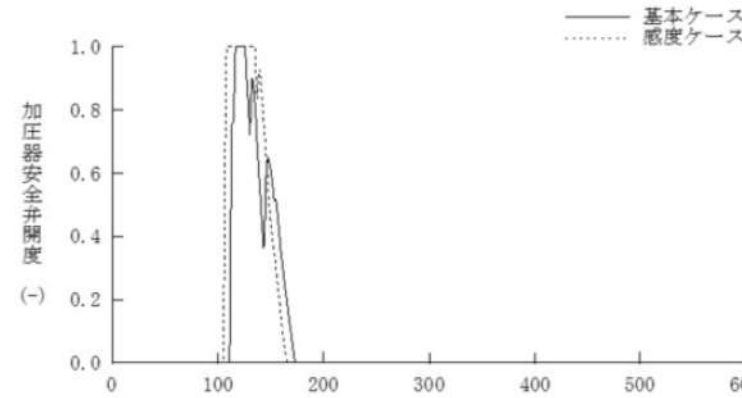
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図5 原子炉出力の推移比較（負荷の喪失）</p>	<p>図5 原子炉出力の推移比較（負荷の喪失）</p>	
<p>図6 1次冷却材平均温度の推移比較（負荷の喪失時）</p>	<p>図6 1次冷却材平均温度の推移比較（負荷の喪失時）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失 (添付資料 7.1.5.10 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響)

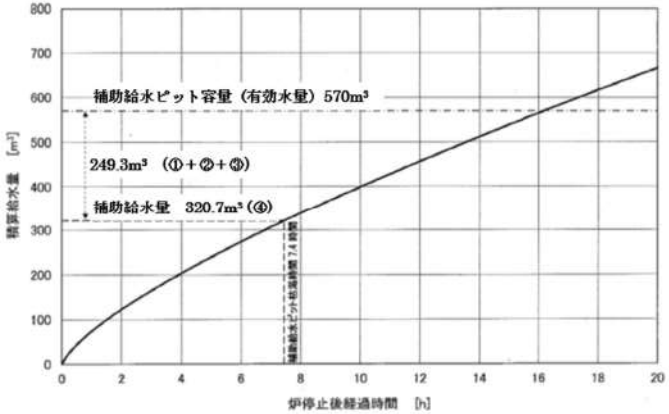
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図7 1次冷却材圧力の推移比較 (負荷の喪失)</p>	 <p>図7 1次冷却材圧力の推移比較 (負荷の喪失)</p>	
 <p>図8 加圧器安全弁開度の推移比較 (負荷の喪失)</p>	 <p>図8 加圧器安全弁開度の推移比較 (負荷の喪失)</p>	
以上		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.11 水源、燃料評価結果について（原子炉停止機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【「2次冷却系からの除熱機能喪失」の添付資料2.1.12を参照しているため、参考までに添付資料2.1.12を記載】</p> <p>添付資料 2.1.12</p> <p>燃料評価結果について</p>	<p>添付資料 7.1.5.11</p> <p>水源、燃料、電源負荷評価結果について                      （原子炉停止機能喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（蒸気発生器注水）                      重要事故シーケンス</p> <p>【主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故】                      【負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故】</p> <p>○水源                      補助給水ピット：570m<sup>3</sup>（有効水量）</p> <p>○水使用パターン                      補助給水ピット枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器への必要注水量を以下に示す。</p> <p>【必要注水量内訳】注水温度 40℃</p> <p>① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去 : 11.6m<sup>3</sup>                      （原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）</p> <p>② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去 : 156.5m<sup>3</sup>                      （1次冷却材及び蒸気発生器保有水量等の顕熱）</p> <p>③ 蒸気発生器水位回復 : 104.4m<sup>3</sup></p> <p>上記①～③の合計 : 249.3m<sup>3</sup></p> <p>④ 崩壊熱除去 : 320.7m<sup>3</sup></p> <p>  </p>	<p>記載方針の相違                      ・水源評価に関しては大飯は本文のみに記載し、泊は添付資料に詳細に記載（伊方と同様）</p>

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.11 水源、燃料評価結果について（原子炉停止機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																									
<p>1. 燃料消費に関する評価（2次冷却系からの除熱機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス【主給水流量喪失+補助給水機能喪失】</p> <p>プラント状況：3, 4号炉運転中。</p> <p>事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。</p>		<p>補助給水ピットの有効水量570m<sup>3</sup>から、1次冷却材系統を出力運転状態から170℃まで減温するために必要な給水量等（249.3m<sup>3</sup>）を差し引き、崩壊熱除去に使用可能な水量（320.7m<sup>3</sup>）を求め、崩壊熱曲線から使用可能水量が枯渇する時間を評価すると7.4時間後となる。</p> <p>○水源評価結果</p> <p>事故後、7.4時間までに、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの補給を行うことにより、対応可能である。</p> <p>7.4時間までに、可搬型大型送水ポンプ車により補給が可能なのは成立性評価（所要時間）にて確認した。</p> <p>2. 燃料消費に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス</p> <p>【主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故】</p> <p>【負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故】</p> <p>事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。</p>		<p>設計の相違</p> <p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p>																																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th colspan="2">号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>非常用DG（3号炉用2台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後7日間（168h）） A-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh B-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh 合計：約594,720kWh</td> <td>非常用DG（4号炉用2台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後7日間（168h）） A-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh B-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh 合計：約594,720kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>緊急時対策所用発電機（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18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約3,041kWh</td> <td>緊急時対策所用発電機（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18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約3,041kWh</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761kWh</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761kWh</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク（160kL、2基）燃料油貯蔵タンク（150kL、2基）の合計より620kL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合計は重油タンク（160kL、2基）燃料油貯蔵タンク（150kL、2基）の合計より620kL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）	非常用DG（3号炉用2台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後7日間（168h）） A-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh B-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh 合計：約594,720kWh	非常用DG（4号炉用2台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後7日間（168h）） A-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh B-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh 合計：約594,720kWh	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策所用発電機（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18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約3,041kWh	緊急時対策所用発電機（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18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約3,041kWh	合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761kWh	7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761kWh	結果		3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク（160kL、2基）燃料油貯蔵タンク（150kL、2基）の合計より620kL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合計は重油タンク（160kL、2基）燃料油貯蔵タンク（150kL、2基）の合計より620kLであることから、7日間は十分に対応可能	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～事象発生後7日間（=168h）</td> <td>ディーゼル発電機 2台起動 （ディーゼル発電機最大負荷（100%出力）時の燃料消費量） <math display="block">V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}</math> <math display="block">= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 108}{825} \times 2 \text{台}</math> = 約527.1kL  緊急時対策所用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策所用発電機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=19,185.6L=約19.2kL  &lt;補助給水ピットへの注水&gt; 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=12,432L=約12.5kL</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約558.8kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式</p> $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$ <table border="1"> <tr> <td>V：軽油必要容量（kL）</td> <td>N：発電機定格出力（kW）= 5,800</td> </tr> <tr> <td>H：運転時間（h）</td> <td>= 108（7日間）</td> </tr> <tr> <td>γ：燃料油の密度（kg/kL）</td> <td>= 825</td> </tr> <tr> <td>c：燃料消費率（kg/kWh）</td> <td>= 0.2311</td> </tr> </table>		燃料種別		軽油	時系列	事象発生直後～事象発生後7日間（=168h）	ディーゼル発電機 2台起動 （ディーゼル発電機最大負荷（100%出力）時の燃料消費量） $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 108}{825} \times 2 \text{台}$ = 約527.1kL  緊急時対策所用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策所用発電機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=19,185.6L=約19.2kL  <補助給水ピットへの注水> 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=12,432L=約12.5kL	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約558.8kL	結果		ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽（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	V：軽油必要容量（kL）	N：発電機定格出力（kW）= 5,800	H：運転時間（h）	= 108（7日間）	γ：燃料油の密度（kg/kL）	= 825	c：燃料消費率（kg/kWh）	= 0.2311
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）	非常用DG（3号炉用2台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後7日間（168h）） A-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh B-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh 合計：約594,720kWh	非常用DG（4号炉用2台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後7日間（168h）） A-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh B-DG：燃費約1,770kWh/h×168h=約297,360kWh 合計：約594,720kWh																																										
	事象発生直後～7日間（=168h）	緊急時対策所用発電機（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18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約3,041kWh	緊急時対策所用発電機（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18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約3,041kWh																																										
合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761kWh	7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761kWh																																										
結果		3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク（160kL、2基）燃料油貯蔵タンク（150kL、2基）の合計より620kL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合計は重油タンク（160kL、2基）燃料油貯蔵タンク（150kL、2基）の合計より620kLであることから、7日間は十分に対応可能																																										
燃料種別		軽油																																											
時系列	事象発生直後～事象発生後7日間（=168h）	ディーゼル発電機 2台起動 （ディーゼル発電機最大負荷（100%出力）時の燃料消費量） $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 108}{825} \times 2 \text{台}$ = 約527.1kL  緊急時対策所用発電機（指揮所用及び待機所用各1台の計2台）起動 （緊急時対策所用発電機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=19,185.6L=約19.2kL  <補助給水ピットへの注水> 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=12,432L=約12.5kL																																											
	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約558.8kL																																											
結果		ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽（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																																											
V：軽油必要容量（kL）	N：発電機定格出力（kW）= 5,800																																												
H：運転時間（h）	= 108（7日間）																																												
γ：燃料油の密度（kg/kL）	= 825																																												
c：燃料消費率（kg/kWh）	= 0.2311																																												



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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.11 水源、燃料評価結果について（原子炉停止機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【記載無し】</p>	<p>3. 電源に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス</p> <p>【主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故】                  【負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故】</p> <p>事象：本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合を想定する。</p> <p>評価結果：本重要事故シーケンスでは負荷の大きい高圧注入ポンプに期待していないことから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち高圧注入ポンプの負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線<sup>※1、2</sup></p> <p>※1 A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載                  ※2 本重要事故シーケンスの炉心損傷防止対策で使用する ATWS 緩和設備の負荷は原子炉コントロールセンタ（地下水排水設備他）に含まれる。また、緊急ほう酸濃縮で使用される充てんポンプ及びほう酸注入ポンプの負荷は高圧注入ポンプの負荷より小さい。</p>	<p>記載方針の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.12 外部電源喪失を想定した場合の感度解析）

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 2.5.5</p> <p style="text-align: center;">外部電源喪失を想定した場合の感度解析</p> <p>有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなるため、外部電源は喪失しない条件としている。</p> <p>この条件設定の選択が結果に及ぼす影響を定量的に把握するために、事象発生時点で外部電源が喪失した場合の解析評価を行った。</p> <p>解析条件は、以下の変更以外、今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同等である。</p> <p>(1) 事象発生直後に再循環ポンプがトリップする。                  (2) 事象発生直後にタービン駆動原子炉給水ポンプがトリップし、後備の電動機駆動原子炉給水ポンプは起動しない。                  (3) 高圧炉心スプレイ系は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の起動を考慮した注水遅れを適用する。</p> <p>解析結果を表1及び図1から図6に示すが、外部電源がある方が結果は厳しくなる。</p> <p style="text-align: center;">表1 解析結果</p> <table border="1" data-bbox="264 938 936 1433"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源なし)</th> <th>ベースケース (外部電源あり)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 8.50</td> <td>約 9.42</td> <td>10.34 MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 0.15</td> <td>約 0.21</td> <td>0.854 MPa[gage] (限界圧力)を下回る</td> </tr> <tr> <td>サブプレッションプール水温 (°C)</td> <td>約 102</td> <td>約 116</td> <td>200°C (限界温度)を下回る</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管最高温度 (°C)</td> <td>約 730 (18ノード)</td> <td>約 961 (14ノード)</td> <td>1,200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量 (%)</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.50	約 9.42	10.34 MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る	格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.15	約 0.21	0.854 MPa[gage] (限界圧力)を下回る	サブプレッションプール水温 (°C)	約 102	約 116	200°C (限界温度)を下回る	燃料被覆管最高温度 (°C)	約 730 (18ノード)	約 961 (14ノード)	1,200°C以下	燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.5.12</p> <p style="text-align: center;">外部電源喪失を想定した場合の感度解析</p> <p>有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、1次冷却材ポンプの運転を継続するほうが、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、外部電源は喪失しない条件としている。</p> <p>この条件設定の選択が結果に及ぼす影響を定量的に把握するために、事象発生時点で外部電源が喪失した場合の解析評価を行った。</p> <p>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、事象発生時点で外部電源の喪失を仮定すると、結局、「外部電源喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」となり、解析条件は、以下の変更以外、今回の申請において示した「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同等である。</p> <p>(1) 事象発生直後に1次冷却材ポンプがトリップする。</p> <p>解析結果を表1及び図1から図4に示すが、外部電源がある方が結果は厳しくなる。</p> <p style="text-align: center;">表1 解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1102 948 1908 1353"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源なし)</th> <th>ベースケース (外部電源あり)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 17.2</td> <td>約 18.6</td> <td>20.592MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管最高温度 (°C)</td> <td>約 350</td> <td>約 360</td> <td>1,200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量 (%)</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの0.1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの0.1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 17.2	約 18.6	20.592MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る	燃料被覆管最高温度 (°C)	約 350	約 360	1,200°C以下	燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの0.1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの0.1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	<p>※新規作成資料</p> <p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違                  ・泊は今回の申請で2つの重要事故シーケンスを示している</p> <p>設計の相違</p>
項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目																																							
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.50	約 9.42	10.34 MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る																																							
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.15	約 0.21	0.854 MPa[gage] (限界圧力)を下回る																																							
サブプレッションプール水温 (°C)	約 102	約 116	200°C (限界温度)を下回る																																							
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 730 (18ノード)	約 961 (14ノード)	1,200°C以下																																							
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																							
項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目																																							
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 17.2	約 18.6	20.592MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る																																							
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 350	約 360	1,200°C以下																																							
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの0.1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの0.1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																							

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.12 外部電源喪失を想定した場合の感度解析）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 中性子束及び炉心流量の推移</p>	<p>図1 原子炉出力の推移</p>	
<p>図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移</p>	<p>図2 1次冷却材平均温度の推移</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.12 外部電源喪失を想定した場合の感度解析）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 逃がし安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量の推移</p>		
<p>図4 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移</p>	<p>図3 1次冷却材圧力の推移</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失（添付資料 7.1.5.12 外部電源喪失を想定した場合の感度解析）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1 サブプレッションプール水温(°C)                  2 格納容器圧力(×0.005MPa[gage])</p> <p>最高温度約102°C, 約39分後</p> <p>最高圧力約0.15MPa[gage], 約39分後</p> <p>蒸がし安全弁 (蒸がし弁機座) 作動により蒸気がサブプレッションチェンバへ流出し、温度及び圧力が上昇。</p> <p>出力の低下に伴い、上昇率は緩和。</p> <p>ほう酸水注入による出力低下及び残留熱除去系によるサブプレッションプール水冷却により減少傾向。</p> <p>事象発生からの時間 (min)</p>	<p>—— 燃料実効温度 (炉心平均)                  - - - 燃料被覆管温度 *                  ····· 1次冷却材温度 (炉心平均)</p> <p>原子炉出力低下に伴う温度低下</p> <p>約350°C (約16秒)</p> <p>燃料被覆管温度 (18ノード) (°C)</p> <p>出力上昇による沸騰遷移により燃料被覆管温度は上昇</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生 (約730°C, 約18秒後)</p> <p>出力低下に伴い燃料被覆管はリウエットし、燃料被覆管温度が低下</p> <p>時間 (秒)</p> <p>* 燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す。</p>	
<p>図5 サブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移</p> <p>図6 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>図4 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移</p>	

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE716-9 r.11.0
提出年月日	令和5年8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

7.1.6 ECCS注水機能喪失

令和5年8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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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
<b>比較結果等をとりとまとめた資料</b>				
<b>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)</b>				
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. 大阪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. 大阪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1件				
・女川の審査会合の指摘事項への対応として、水素化物再配向による有効性評価への影響に関する添付資料を追加（添付資料7.1.6.13）【比較表P20,24,27】				
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				
<b>2. 大阪3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要</b>				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大阪、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【大阪】【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
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。			相違なし

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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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
<b>2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)</b>				
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
炉心損傷防止対策	炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。 また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。	炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。 また長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。	炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入を整備し、安定状態に向けた対策として、余熱除去ポンプを用いた低圧再循環による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	記載方針の相違 ・泊も同様の手順を整備しているが優先度が低く、有効性評価としては炉心損傷防止対策として優先度の最も高い余熱除去系を用いた評価を行っているため、大阪・高浜のような記載は行わない（伊方・玄海と同様）
重要事故シーケンス	「中破断 LOCA 時に高圧注入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) a. 6インチ破断（上段） b. 4インチ破断（中段） c. 2インチ破断（下段）	燃料被覆管温度：事象発生約22分後に約581℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は0.1%未満にとどまることから、15%以下となる。	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。	解析結果の相違 ・大阪は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する
	燃料被覆管温度：事象発生約16分後に約891℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約1.7%にとどまることから、15%以下となる。	燃料被覆管温度：事象発生約14分後に約731℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約0.1%にとどまることから、15%以下となる。	燃料被覆管温度：事象発生約17分後に約688℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。	解析結果の相違
	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。	燃料被覆管温度：事象発生約58分後に約496℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は0.1%未満にとどまることから、15%以下となる。	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。	解析結果の相違 ・高浜は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する



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）

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
<b>2-4) 主な相違</b>				
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
炉心露出に至る破断サイズ	6インチ破断及び4インチ破断	4インチ破断及び2インチ破断	4インチ破断	解析結果の相違 ・泊の低圧注入系は注入初期の1次冷却材圧力が比較的高い状態での注入流量が多い特性であるため、2、6インチ破断のケースは炉心露出ししない
<b>2-5) 相違理由の省略</b>				
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	高圧注入ポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ	－
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	－
	格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイ設備	原子炉格納容器スプレイ設備	－
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	(大飯と同様)
	2次冷却系	2次系	2次冷却系	(大飯と同様)
	閉操作	閉止	閉操作	(大飯と同様)
	開操作	開放	開操作	(大飯と同様)
	低下	低下	減少	1次冷却系の保有"水量"に対して低下ではなく減少がより適正と判断
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一

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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>2.6 ECCS 注水機能喪失</p> <p>2.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」及び「小破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1 次冷却系保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低</p>	<p>2.6 ECCS 注水機能喪失</p> <p>2.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」及び「極小 LOCA 時に充てん注入機能又は高圧注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1 次系保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し、</p>	<p>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「小破断 LOCA + 高圧注水失敗 + 低圧 ECCS 失敗」、②「小破断 LOCA + 高圧注水失敗 + 原子炉自動減圧失敗」、③「中破断 LOCA + HPCS 失敗 + 低圧 ECCS 失敗」及び④「中破断 LOCA + HPCS 失敗 + 原子炉自動減圧失敗」である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして、⑤「小破断 LOCA + 崩壊熱除去失敗」、⑥「中破断 LOCA + 崩壊熱除去失敗」及び⑦「大破断 LOCA + 崩壊熱除去失敗」が抽出された。</p> <p>なお、大破断 LOCA のように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場</p>	<p>7.1.6 ECCS 注水機能喪失</p> <p>7.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」及び「小破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注入機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から1 次冷却材が流出し、原子炉容器内水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉</p>	<p>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】設計の相違              ・泊は高圧注入ポンプと充てんポンプが独立しており、極小 LOCA を起因事象とした事故シーケンスは想定しないため事故シーケンスが異なる（大阪と同様）</p> <p>【大阪、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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>下し、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シナシグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより、1次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行</p>	<p>炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シナシグループでは、2次系を強制的に減圧することにより、1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行</p>	<p>合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、<b>低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</b></p> <p>本事故シナシグループは、小破断LOCA又は中破断LOCAが発生し、同時に<b>高圧及び低圧の注水機能を喪失したこと</b>によって炉心損傷に至る事故シナシグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、小破断LOCA又は中破断LOCA発生時の<b>高圧注水機能又は低圧注水機能</b>に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、小破断LOCA又は中破断LOCA発生後に<b>高圧・低圧注水機能喪失が生じた際</b>の状況を想定すると、事象発生後、<b>重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。</b>このことから、本事故シナシグループにおいては、<b>高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。</b></p> <p>したがって、本事故シナシグループでは、<b>逃がし安全弁の手动開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）</b>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<b>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）</b>による格納容器冷却、原</p>	<p>容器内水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シナシグループは、小破断LOCA又は中破断LOCAが発生し、同時に<b>高圧注入機能を喪失したこと</b>によって炉心損傷に至る事故シナシグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、小破断LOCA又は中破断LOCA発生時の<b>低圧注入機能</b>に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シナシグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより、1次冷却系を減温、減圧し、<b>余熱除去ポンプを用いた炉心注水により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</b></p> <p>また、<b>原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動</b></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】 記載方針の相違（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）</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.6.1図に、対応手順の概要を第2.6.2図から第2.6.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.6.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.6.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及</p>	<p>う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。また長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.6.1.1図に、対応手順の概要を第2.6.1.2図から第2.6.1.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.6.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.6.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う</p>	<p>子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として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、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.6.1図から第2.6.3図に、手順の概要を第2.6.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.6.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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</p>	<p>信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却並びに余熱除去ポンプによる低圧注入を整備し、安定状態に向けた対策として、余熱除去ポンプを用いた低圧再循環による炉心冷却を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.6.1図に、手順の概要を第7.1.6.2図から第7.1.6.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.6.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計10名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4</p>	<p>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） 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊も同様の手順を整備しているが優先度が低く、有効性評価としては炉心損傷防止対策として優先度の最も高い余熱除去系を用いた評価を行っているため、大阪・高浜のような記載は行わない（伊方・玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・シングルプラントとツインプラントによる相違を除けば、対応内</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.6.6図から第2.6.8図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。</p> <p>a. プラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>c. 1次冷却材の漏えいの判断</p> <p>加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容</p>	<p>当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.6.1.6図から第2.6.1.8図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。</p> <p>a. プラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>c. 1次冷却材の漏えいの判断</p> <p>加圧器圧力・水位の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サ</p>	<p>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2.6.5図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウナダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</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（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、原子炉水位低（レベル1）で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電</p>	<p>名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は4名である。必要な要員と作業項目について第7.1.6.6図から第7.1.6.8図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10名で対処可能である。</p> <p>a. プラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>プラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンスの作動状況を確認するために必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>c. 1次冷却材の漏えいの判断</p> <p>加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容</p>	<p>容、要員数ともに同等</p> <p>【大阪、高浜】設備名称の相違</p> <p>【高浜】設備名称の相違</p>

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

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により1次冷却材の漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>d. 高圧注入系の機能喪失の判断</p> <p>高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、高圧注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。</p> <p>非常用炉心冷却設備作動を伴う1次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2次冷却系強制冷却を行う。</p> <p>高圧注入系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>e. 高圧注入系の機能喪失時の対応</p> <p>高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p>	<p>ンブ・格納容器再循環サンプ水位の上昇及び格納容器内エアモニタの上昇等により1次冷却材の漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>d. 高圧注入系の機能喪失の判断</p> <p>充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、高圧安全注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。</p> <p>非常用炉心冷却設備作動を伴う1次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2次系強制冷却を行う。</p> <p>高圧注入系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>e. 高圧注入系の機能喪失時の対応</p> <p>高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p> <p>(添付資料 2.6.1)</p>	<p>源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、大容量送水ポンプ(タイプI)、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の準備を開始する。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失の確認及び常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作(復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作)による系統構成及び復水移送ポンプ2台の起動を行う。また、原子炉注水に必要な電動弁(残留熱除去系注入隔離弁等)が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)6個を手動開操作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、原子炉圧力等である。</p> <p>e. 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系(常設)(復水移送ポ</p>	<p>器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により1次冷却材の漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>d. 高圧注入系の機能喪失の判断</p> <p>高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は高圧注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。</p> <p>非常用炉心冷却設備作動を伴う1次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2次冷却系強制冷却を行う。</p> <p>高圧注入系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>e. 高圧注入系の機能喪失時の対応</p> <p>高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び格納容器水素イグナイタの起動を行う。</p> <p>f. 格納容器水素イグナイタの動作状況確認</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・大阪、高浜はイグナイタが自動起動するが、泊は起動操作</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>f. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>1次冷却系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>f. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>1次系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開にし、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>ンプ)による原子炉注水を確保するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、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ーライン洗浄流量）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>f. 原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>格納容器圧力が0.38MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器へのスプレー開始に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器スプレー隔離弁）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ー流量調整に必要な手動弁（格納容器スプレー弁）の流量調整操作により大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた原子炉格納容器代替スプレー冷却系（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ー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力、圧力抑制室圧力、原子炉格納容器代替スプレー流量等である。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却時に、格納容器圧力が0.284MPa[gage]まで降下した場合又は外部水源注水量限界（サブレーションプール水位が通常運転水位+約2m）に到達した場合は、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>格納容器水素イグナイタの運転状態を、格納容器水素イグナイタ温度の温度指示の上昇により確認する。</p> <p>g. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>1次冷却系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域—高温側）等である。</p>	<p>が必要であるため動作状況の確認内容を記載（伊方と同様）</p> <p>・大阪・高浜の恒設代替高圧注水ポンプの準備に関する相違理由はP3のとおり</p> <p>【大阪、高浜】設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>g. 蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入開始後、1次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]となれば蓄圧タンクから1次冷却系への窒素流入防止の為、蓄圧タンク出口弁を開操作する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。                      (添付資料2.2.5)</p> <p>h. 炉心注水開始の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。</p> <p>余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>低圧注入系動作不能を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了次第、燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。</p> <p>i. 燃料取替用水ピット補給操作</p> <p>低圧注入の開始により、燃料取替用水ピットの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水ピットの補給操作を行う。</p> <p>j. 再循環自動切換の確認</p> <p>燃料取替用水ピット水位低下により燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切替信号が発信し、格納容器</p>	<p>g. 蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入開始後、1次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]となれば蓄圧タンクから1次系への窒素流入防止の為、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。                      (添付資料2.2.6)</p> <p>h. 炉心注水開始の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。</p> <p>余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>低圧注入系動作不能を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了次第、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。</p> <p>i. 燃料取替用水タンク補給操作</p> <p>低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。</p> <p>j. 再循環自動切換の確認</p> <p>燃料取替用水タンク水位低下により16%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切替信号が発信し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注</p>	<p>g. 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱</p> <p>原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱の準備として、格納容器圧力 0.384MPa[gage] (0.9Pd) 到達により原子炉格納容器第二隔離弁 (FCVS ベントライン隔離弁) を中央制御室からの遠隔操作により開操作する。</p> <p>外部水源注水量限界 (サブプレッションプール水位が通常運転水位+約2m) に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により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停止する。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が 0.427MPa[gage] (1Pd) に到達した場合、原子炉格納容器第一隔離弁 (S/C ベント用出口隔離弁) を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、サブプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する。</p> <p>原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室圧力等である。</p> <p>原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタ (D/W) 等である。</p> <p>サブプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室水位である。</p>	<p>h. 蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入開始後、1次冷却材圧力 (広域) 指示が 0.6MPa[gage]となれば蓄圧タンクから1次冷却系への窒素流入防止のため、蓄圧タンク出口弁を開操作する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力 (広域) 等である。                      (添付資料7.1.2.6)</p> <p>i. 炉心注水開始の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。</p> <p>余熱除去ポンプによる低圧注入開始を確認するために必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>j. 燃料取替用水ピット補給操作</p> <p>低圧注入の開始により、燃料取替用水ピットの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水ピットの補給操作を行う。</p> <p>k. 再循環運転への切替</p> <p>燃料取替用水ピット水位指示 16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位 (広域) 指示 71%以上を確認し、低圧再循環運転へ切り替え、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・相違理由についてはP3参照</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は再循環運転へ自動切替しない設計となっている (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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心注水する低圧再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認する。</p> <p>以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。</p> <p>再循環自動切換の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水ビット水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、低圧注入系動作不能の場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水からA格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続して行う。</p> <p>原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p> <p>(添付資料2.6.1)</p>	<p>水する低圧再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認する。</p> <p>以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。</p> <p>再循環自動切換の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、低圧注入系動作不能の場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水からA格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え炉心冷却を継続して行う。</p> <p>原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器スプレイ系再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、原子炉格納容器フィルタベント系等により継続的に行う。</p>	<p>水を炉心へ注水する低圧再循環運転へ移行する。</p> <p>低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水ビット水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧再循環運転による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器スプレイ再循環運転により継続的に行う。</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・相違理由についてはP3参照</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実装の反映）</p> <p>【大阪】 添付資料の相違 ・相違理由についてはP3参照</p>

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

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断口径の大きさによる1次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、破断口径が小さい場合は、高圧注入機能喪失時の対策として余熱除去ポンプによる低圧注入の他に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水も有効となるが、2 インチ破断、4 インチ破断及び 6 インチ破断において破断口径の差異が解析結果に与える影響を同じ対策で確認するという観点から、本重要事故シーケンスにおいては余熱除去ポンプによる低圧注入の有効性を確認することとする。</p> <p>(添付資料 2.6.2、2.6.3、2.6.4、2.6.5)</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、ECCS 強制注入及び ECCS 蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象</p>	<p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断口径の大きさによる1次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、破断口径が小さい場合は、高圧注入機能喪失時の対策として余熱除去ポンプによる低圧注入の他に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水も有効となるが、恒設代替低圧注水ポンプより余熱除去ポンプの方が炉心注水が開始される1次冷却材圧力が低いことから、1次系保有水量の回復が遅くなる。このため、本重要事故シーケンスにおいては余熱除去ポンプによる低圧注入の有効性を確認することとする。</p> <p>(添付資料 2.6.2、2.6.3、2.6.4、2.6.5)</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、ECCS 強制注入及び ECCS 蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象</p>	<p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断LOCA を起因事象とし、全ての注水機能が喪失する「中破断LOCA+HPCS 失敗+低圧ECCS 失敗」である。</p> <p>なお、中破断LOCA は、破断口からの格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模のLOCA と定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及び ECCS 注水（給水系・代替注</p>	<p>7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断口径の大きさによる1次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>(添付資料 7.1.6.1、7.1.6.2、7.1.6.3)</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、ECCS 強制注入及び ECCS 蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象</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 ・相違理由についてはP3 参照</p> <p>【女川】 重要現象の相違 ・重要事故シーケンス及び使用する解析コードの相違により重要現象が異なる</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、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                      本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。                      (添付資料2.6.6)</p> <p>a. 事故条件                      (a) 起因事象                      起因事象として、中破断 LOCA が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉</p>	<p>を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、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                      本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。                      (添付資料2.6.6)</p> <p>a. 事故条件                      (a) 起因事象                      起因事象として、中破断 LOCA が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉</p>	<p>水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP 及び炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シナリオでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件                      (a) 起因事象                      破断箇所は、原子炉再循環配管(以下「再循環配管」という。)(出口ノズル)(最大破断面積約2,100cm<sup>2</sup>)とし、破断面積を1.4cm<sup>2</sup></p>	<p>を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.6.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。                      (添付資料7.1.6.4)</p> <p>a. 事故条件                      (a) 起因事象                      起因事象として、中破断 LOCA が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉</p>	<p>【大阪、高浜】                      評価方針の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための1次冷却系の減圧が必要な範囲として破断口径の不確かさを考慮し、約0.15m（以下「6インチ破断」という。）、約0.1m（以下「4インチ破断」という。）及び約0.05m（以下「2インチ破断」という。）とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p>	<p>心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための1次系の減圧が必要な範囲として破断口径の不確かさを考慮し、約0.15m（以下「6インチ破断」という。）、約0.1m（以下「4インチ破断」という。）及び約0.05m（以下「2インチ破断」という。）とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p>	<p>とする。 (添付資料 2.6.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。 さらに LOCA 時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定する。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の機能喪失を想定し、非常用所内電源設備（交流）は使用できないことから、常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持</p>	<p>心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための1次冷却系の減圧が必要な範囲として破断口径の不確かさを考慮し、約0.15m（以下「6インチ破断」という。）、約0.1m（以下「4インチ破断」という。）及び約0.05m（以下「2インチ破断」という。）とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注入機能として高圧注入系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定する。</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】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 余熱除去ポンプ                      炉心注水に余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（低圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約 1,010m<sup>3</sup>/h、OMPa[gage]～約 0.9MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>(b) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 370m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 余熱除去ポンプ                      炉心注水に余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（低圧注入特性（標準値：0m<sup>3</sup>/h～約 830m<sup>3</sup>/h，OMPa[gage]～約 0.7MPa[gage]））を用いるものとする。</p> <p>(b) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。</p>	<p>され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル 2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号                      原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁                      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全弁（自動減圧機能）(6 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>(c) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）                      逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大 199m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）                      格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイする。</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉トリップ信号                      原子炉トリップは、原子炉圧力低信号によるものとする。</p> <p>(b) 余熱除去ポンプ                      炉心注水に余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（低圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約 770m<sup>3</sup>/h、OMPa[gage]～約 0.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>(c) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 150m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。</p>	<p>【大阪、高浜】                      記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】                      記載内容の相違                      ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と同様）</p> <p>【大阪、高浜】                      設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】                      設計の相違                      ・泊は指針を満足する範囲で設計の合理化を図ったためポンプ容</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>(c) 主蒸気逃がし弁                      2次冷却系強制冷却に主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(d) 蓄圧タンク                      蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）                      4.04MPa [gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）                      26.9m<sup>3</sup>（1基当たり）                      （添付資料2.6.7）</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」示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次冷却系強制冷却は、非常用炉心冷却設備作動信号発信の10分後に主蒸気逃がし弁開操作を開始し、開操作に1分を要するものとする。</p> <p>(b) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維</p>	<p>(c) 主蒸気逃がし弁                      2次系強制冷却に主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(d) 蓄圧タンク                      蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、<b>評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で</b>、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）                      4.04MPa [gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）                      29.0m<sup>3</sup>（1基当たり）                      （添付資料2.6.7）</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」示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次系強制冷却は、非常用炉心冷却設備作動信号発信の10分後に主蒸気逃がし弁開操作を開始し、開操作に1分を要するものとする。</p> <p>(b) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維</p>	<p>(e) 原子炉格納容器フィルタベント系等                      原子炉格納容器フィルタベント系等により、格納容器圧力0.427MPa [gage]における排出流量10.0kg/s に対して、原子炉格納容器第一隔離弁（S/Cベント用出口隔離弁）を全開<sup>※1</sup>にて格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 耐圧強化ベント系を用いた場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合の条件に包絡される。</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設定する。</p> <p>(a) 交流電源は、事象発生15分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失確認及び常設代替交流電源設備からの受電操作時間を考慮</p>	<p>(d) 主蒸気逃がし弁                      2次冷却系強制冷却に主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(e) 蓄圧タンク                      蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）                      4.04MPa [gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）                      29.0m<sup>3</sup>（1基当たり）                      （添付資料7.1.6.5）</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、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次冷却系強制冷却は、非常用炉心冷却設備作動信号発信の10分後に主蒸気逃がし弁開操作を開始し、開操作に1分を要する。</p> <p>(b) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維</p>	<p>量が小さい</p> <p>【大阪】                      設計の相違</p> <p>【高浜】                      記載方針の相違                      ・高浜は標準値を使用している</p> <p>【大阪】                      設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】                      記載表現の相違（女川実績の反映）                      ・操作条件の記載の語尾を「する」に統一</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>持するものとする。</p>	<p>持するものとする。</p>	<p>して、事象発生から15分後に開始するものとし、操作時間は5分間とする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して、事象発生から20分後に開始する。</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0.384MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>なお、格納容器スプレイは、外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m（通常運転水位+約2m））に到達した場合に停止する。</p> <p>(e) 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.427MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件</p> <p>本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会、平成2年8月30日）」に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容さ</p>	<p>持する。</p>	<p>—</p> <p>【女川】                      評価条件の相違                      ・女川では有効性評価ガイドに従い、本事故シーケンスグループは格納容器圧力逃がし装置を使用するため敷地境界での実効線量を評価する</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>れる I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 <math>1.3 \times 10^{13} \text{Bq}</math> となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値<sup>※2</sup>である <math>3.7 \times 10^{13} \text{Bq}</math> とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。</p> <p>これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV 換算値で約 <math>1.0 \times 10^{13} \text{Bq}</math>、よう素については I-131 等価量で約 <math>6.6 \times 10^{13} \text{Bq}</math> となる。</p> <p>※2 過去に実測された I-131 追加放出量から、全希ガス漏えい率（f 値）<math>1 \text{mCi/s}</math> (<math>3.7 \times 10^7 \text{Bq/s}</math>) 当たりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が <math>3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}</math> (<math>100 \text{mCi/s}</math>) の場合、全希ガス漏えい率当たりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は <math>1.4 \times 10^{12} \text{Bq}</math> (<math>37 \text{Ci}</math>) であり、女川2号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ <math>3.7 \times 10^{13} \text{Bq}</math> (<math>1,000 \text{Ci}</math>) を条件としている (<math>1 \text{Ci} = 3.7 \times 10^{10} \text{Bq}</math>)。</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032)</li> </ul>		



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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</p> <p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、崩壊熱相当の蒸気に同伴し、逃がし安全弁を通して格納容器内に移行するものと、破断口より格納容器内に直接排出されるものの両方を考慮する。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッションチェンパ内の無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが格納容器気相部に移行するものとする。破断口より格納容器内に直接排出された無機よう素は、格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイで除去されなかったものが格納容器気相部に残留するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビング等の効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で、計算する。</p> <p><math>H_{in} = H_{in-1} + \frac{\chi}{Q} \cdot Q_{in} \dots \dots \dots (1)</math></p> <p><math>H_{in}</math> : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/s)  <small>呼吸率 H は、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動時の呼吸率 0.31m<sup>3</sup>/h を秒当たりに変算して用いる。</small></p> <p><math>H_{in-1}</math> : よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-15</sup>Sv/Bq)</p> <p><math>\chi/Q</math> : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)</p> <p><math>Q_{in}</math> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)  <small>(I-131) 等価量-小児実効線量係数換算</small></p> <p><math>H_{out} = H_{out-1} + Q_{out} \cdot Q_{in} \dots \dots \dots (2)</math></p> <p><math>H_{out}</math> : 空気カーマから実効線量への換算係数 (1.5Sv/Gy)</p> <p><math>H_{out-1}</math> : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p><math>Q_{in}</math> : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)  <small>(γ線実効エネルギー=0.36e4換算値)</small></p> <p>h. 大気拡散条件については、原子炉格納容器フィルタベント系を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) を <math>5.9 \times 10^{-4}</math> (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) を <math>2.8 \times 10^{-18}</math> (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) は <math>5.5 \times 10^{-6}</math> (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) は <math>1.3 \times 10^{-19}</math> (Gy/Bq) とする。</p> <p>i. 無機よう素に対するサプレッションチェンバ内のプール水によるスクラビングによる除染係数並びに格納容器内での自然沈着及び格納容器スプレーによる除染係数は 5 とする。また、原子炉格納容器フィルタベント系による無機よう素に対する除染係数は 500、有機よう素に対する除染係数は 50 とする。</p> <p>(添付資料 2.6.2)</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.6.3図から第2.6.5図に示す。</p> <p>a. 6インチ破断</p> <p>1次冷却材圧力、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第2.6.9図から第2.6.15図に、2次冷却系圧力、補助給水流量等の2次冷却系パラメータの推移を第2.6.16図から第2.6.18図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.6.1.3図から第2.6.1.5図に示す。</p> <p>a. 6インチ破断</p> <p>1次冷却材圧力、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第2.6.2.1図から第2.6.2.7図に、2次系圧力、補助給水流量等の2次系パラメータの推移を第2.6.2.8図から第2.6.2.10図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p>	<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）<sup>※3</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.6.6図から第2.6.11図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.6.12図から第2.6.18図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第2.6.19図から第2.6.22図に示す。</p> <p>※3 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCSの起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.6.3図から第7.1.6.5図に示す。</p> <p>a. 6インチ破断</p> <p>1次冷却材圧力、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.6.9図から第7.1.6.15図に、2次冷却系圧力、補助給水流量等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.6.16図から第7.1.6.18図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約16秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、1次冷却系保有水量が低下することで、炉心が一時的に露出し、燃料被覆管温度が上昇する。事象発生の約5.9分後に1次冷却材圧力が蓄圧注入タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、炉心は再び冠水することで燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>さらに、事象発生の約10分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次冷却系強制冷却を開始し、約11分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了するが、約13分後に炉心が再び露出し、燃料被覆管温度は上昇する。</p> <p>その後、燃料被覆管温度は約22分後に約581℃に到達した後、再冠水することで急速に低下し、1次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約23分後に低圧注入が開始され、1次冷却系保有水量が回復に転じる。</p> <p>(添付資料2.6.8)</p>	<p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約11秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、1次系保有水量が低下するが、事象発生の約4.5分後に1次冷却材圧力が蓄圧注入タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、1次系保有水量は回復する。</p> <p>その後、事象発生の約10分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、約11分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。さらに、1次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約23分後に低圧注入が開始され、1次系保有水量が回復に転じる。この期間、炉心が露出することはない。</p> <p>(添付資料2.6.8)</p>	<p>事象発生後に外部電源喪失となり、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。</p> <p>これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。</p> <p>事象発生から20分後に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）6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉</p>	<p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約14秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、1次冷却系保有水量が減少するが、事象発生の約4.7分後に1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、1次冷却系保有水量は回復する。</p> <p>その後、事象発生の約10分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、約11分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。さらに、1次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約26分後に低圧注入が開始され、1次冷却系保有水量が回復に転じる。この期間、炉心が露出することはない。</p> <p>(添付資料7.1.6.6, 7.1.6.13)</p>	<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                  ・大阪は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する                  ・泊及び高浜は炉心露出しないため、解析結果時間の相違のみ</p> <p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する                  ・泊及び高浜は炉心露出しないため、解析結果時間の相違のみ</p> <p>【大阪、高浜】                  添付資料の相違                  ・女川の蓄圧状況を</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>燃料被覆管温度は第 2.6.15 図に示すとおり、事象発生の約 22 分後に約 581℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は 0.1%未満にとどまることから、15%以下となる。</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.6.2.7 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、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フィルタベント系等による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 44 時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお、格納容器除熱時のサブプレッショナルプール水位は、約 5.7m であり、真空破壊装置（約 5.9m）及びベントライン（約 8.7m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.6.12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 872℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著</p>	<p>原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材により、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.6.15 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>受けて水素化物再配向に関する考察を追加</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展に関しても記載</p> <p>【大阪】 解析結果の相違 ・大阪は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する ・泊及び高浜は炉心</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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次冷却材圧力は第2.6.9図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.308MPa[gage]及び約132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力（0.392MPa[gage]）及び最高使用温度（144℃）を下回る。</p> <p>第2.6.11図に示すように、事象発生後の60分後においても余熱除去</p>	<p>1次冷却材圧力は第2.6.2.1図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.249MPa[gage]及び約125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p> <p>第2.6.2.3図に示すように、事象発生後の60分後においても余熱除去</p>	<p>しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.6.6図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.39MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.69MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、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フィルタベント系等による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.427MPa[gage]及び約155℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第2.6.7図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に</p>	<p>1次冷却材圧力は第7.1.6.9図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]及び約124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p> <p>第7.1.6.11図に示すように、事象発生後の60分後においても余熱除</p>	<p>露出しないため初期値以下にとどまる  <span style="color: blue;">【大阪、高浜】</span>                      記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p><span style="color: red;">【大阪】</span>                      設計の相違</p> <p><span style="color: blue;">【大阪、高浜】</span>                      記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p><span style="color: blue;">【大阪、高浜】</span>                      記載方針の相違                      ・泊3既許可の設置変更許可申請書記載値の相違が多い</p> <p><span style="color: blue;">【高浜】</span>                      記載表現の相違</p> <p><span style="color: red;">【大阪、高浜】</span>                      解析結果の相違                      ・既許可添付十章の解析結果の相違</p> <p><span style="color: red;">【大阪】</span>                      設計の相違</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 2.8 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.6.9、2.6.10)</p> <p>b. 4 インチ破断</p> <p>1 次冷却材圧力、1 次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 2.6.19 図から第 2.6.25 図に、2 次冷却系圧力、補助給水流量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 2.6.26 図から第 2.6.28 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」</p>	<p>ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 2.7 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.6.9、2.6.10)</p> <p>b. 4 インチ破断</p> <p>1 次冷却材圧力、1 次系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 2.6.2.11 図から第 2.6.2.17 図に、2 次系圧力、補助給水流量等の 2 次系パラメータの推移を第 2.6.2.18 図から第 2.6.2.20 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」</p>	<p>よる注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 44 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.6.3)</p> <p>原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約 <math>8.3 \times 10^{-2} \text{mSv}</math> であり、<math>5 \text{mSv}</math> を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 <math>7.9 \times 10^{-2} \text{mSv}</math> であり、<math>5 \text{mSv}</math> を下回る。いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p>	<p>去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 2.8 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。その後も低圧再循環を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.1.6.7、7.1.6.8)</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>b. 4 インチ破断</p> <p>1 次冷却材圧力、1 次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.19 図から第 7.1.6.25 図に、2 次冷却系圧力、補助給水流量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.26 図から第 7.1.6.28 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」</p>	<p>【高浜】                  解析結果の相違                  【大阪、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約 24 秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高压注入系の機能喪失を仮定することから、1次冷却系保有水量が低下することで、事象発生の約 7.0 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇するが、再び炉心が冠水することで燃料被覆管温度は低下する。事象発生から約 9.8 分後に再び炉心が露出する。</p> <p>その後、事象発生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 14 分後に、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、燃料被覆管温度は約 16 分後に約 891℃に到達した後、約 19 分後に再冠水することで、急速に低下する。さらに、1次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約 31 分後に低圧注入が開始され、1次冷却系保有水量が回復に転じる。</p> <p>(添付資料 2.6.8)</p>	<p>信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約 18 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高压注入系の機能喪失を仮定することから、1次系保有水量が低下することで、事象発生の約 8.5 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。</p> <p>その後、事象発生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 11 分後に、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、燃料被覆管温度は約 14 分後に約 731℃に到達した後、約 17 分後に再冠水することで、急速に低下する。さらに、1次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約 31 分後に低圧注入が開始され、1次系保有水量が回復に転じる。</p> <p>(添付資料 2.6.8)</p>		<p>信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約 21 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高压注入系の機能喪失を仮定することから、1次冷却系保有水量が減少することで、事象発生の約 9.8 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。</p> <p>その後、事象発生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 12 分後に、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、燃料被覆管温度は約 17 分後に約 688℃に到達した後、約 18 分後に再冠水することで、急速に低下する。さらに、1次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約 33 分後に低圧注入が開始され、1次冷却系保有水量が回復に転じる。</p> <p>(添付資料 7.1.6.6, 7.1.6.13)</p> <p>原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材により、原子炉格納容器</p>	<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 ・大規模炉心が露出し再冠水した後に再び炉心が露出する</p> <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> <p>【大阪、高浜】 添付資料の相違 ・女川の審査状況を受けて水素化物再配向に関する考察を追加</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>燃料被覆管温度は第 2.6.25 図に示すとおり、事象発生約 16 分後に約 891℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約 1.7%にとどまることから、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.6.19 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書「3.5.1 原子炉</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.6.2.17 図に示すとおり、事象発生約 14 分後に約 731℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約 0.1%にとどまることから、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.6.2.11 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」に</p>	<p>【評価項目等のみ再掲】</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.6.12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 872℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.6.6 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 7.39MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.69MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）</p>	<p>圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器冷却を行う。</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.6.25 図に示すとおり、事象発生約 17 分後に約 688℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.6.19 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と 1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉設置許可申請書</p>	<p>川実績の反映）              ・原子炉格納容器の事象進展についても記載</p> <p>【大阪、高浜】              解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】              記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】              記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪】              設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】              記載方針の相違              ・泊3号炉設置許可申請書記載値の相違が多い</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]及び約 132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第 2.6.21 図に示すように、事象発生後の 60 分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生約 3.6 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.6.9、2.6.10)</p>	<p>おける1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.249MPa[gage]及び約 125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第 2.6.2.13 図に示すように、事象発生後の 60 分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生約 3.7 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.6.9、2.6.10)</p>	<p>による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を行うことにより、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.427MPa[gage]及び約 155℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 2.6.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 44 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.6.3)</p> <p>原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約 <math>8.3 \times 10^{-2}</math> mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 <math>7.9 \times 10^{-2}</math> mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の</p>	<p>添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]及び約 124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第 7.1.6.21 図に示すように、事象発生後の 60 分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生約 3.3 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。その後も低圧再循環を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.1.6.7、7.1.6.8)</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・既許可添付十章の 解析結果の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川異議の反映）</p>

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

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>c. 2インチ破断</p> <p>1次冷却材圧力、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第2.6.29図から第2.6.35図に、2次冷却系圧力、補助給水流量等の2次冷却系パラメータの推移を第2.6.36図から第2.6.38図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約65秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。その後、事象発生の約11分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、約12分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約19分後に、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が始まるとともに、事象発生の約49分後に低圧注入が開始され、1次冷却系保有水量が回復に転じる。この期間中、炉心が露出することはない。</p>	<p>c. 2インチ破断</p> <p>1次冷却材圧力、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第2.6.2.21図から第2.6.2.27図に、2次系圧力、補助給水流量等の2次系パラメータの推移を第2.6.2.28図から第2.6.2.30図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約56秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。その後、事象発生の約11分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を開始し、約12分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約17分後に、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が始まるとともに、事象発生の約53分後に低圧注入が開始されるが、高圧注入系の機能喪失を想定していることから、1次系保有水量が低下することで、事象発生の約54分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。</p> <p>その後、燃料被覆管温度は約58分後に約496℃に到達した後、再冠水することで急速に低下し、低圧注入により1次系保有水量が回復に</p>	<p>有効性を確認した。</p>	<p>c. 2インチ破断</p> <p>1次冷却材圧力、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.6.29図から第7.1.6.35図に、2次冷却系圧力、補助給水流量等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.6.36図から第7.1.6.38図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約61秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。その後、事象発生の約11分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、約12分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約18分後に、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が始まるとともに、事象発生の約52分後に低圧注入が開始され1次冷却系保有水量は回復に転じる。この期間炉心が露出することはない。</p>	<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 ・高浜は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する ・泊及び大阪は炉心が露出せず、解析結果時間の相違のみ</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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 2.6.8)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.6.35 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.6.29 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p>	<p>転じる。</p> <p>(添付資料 2.6.8)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.6.27 図に示すとおり、事象発生約 58 分後に約 496℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は 0.1%未満にとどまることから、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.6.29 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p>	<p>【評価項目等のみ再掲】</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.6.12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 872℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.6.6 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 7.39MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.69MPa[gage]以下であり、最高使用</p>	<p>(添付資料 7.1.6.6, 7.1.6.13)</p> <p>原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材により、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器冷却を行う。</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.6.35 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.6.29 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 16.2MPa[gage]以下であり、最高使用</p>	<p>【大阪、高浜】 添付資料の相違 ・女川の審査状況を受けて水素化物再配向に関する考察を追加</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展に関する記載</p> <p>【高浜】 解析結果の相違 ・高浜は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する ・泊及び大阪は炉心露出しないため初期値以下にとどまる</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]及び約 132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.392MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.6.31図に示すように、事象発生後の60分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生後の約9.2時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.6.9、2.6.10)</p>	<p>また、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.249MPa[gage]及び約 125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.6.2.13図に示すように、事象発生後の60分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生後の約11.4時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.6.9、2.6.10)</p>	<p>圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、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フィルタベント系等による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.427MPa[gage]及び約155℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第2.6.7図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約44時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.6.3)</p>	<p>圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]及び約 124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.6.31図に示すように、事象発生後の60分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生後の約5.5時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。その後も低圧再循環を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.6.7、7.1.6.8)</p>	<p>川内線の反映  <b>【大阪、高浜】</b>                  記載方針の相違                  ・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の相違が多い</p> <p><b>【高浜】</b>                  記載表現の相違</p> <p><b>【大阪、高浜】</b>                  解析結果の相違                  ・既許可添付十章の解析結果の相違</p> <p><b>【大阪】</b>                  設計の相違</p> <p><b>【大阪、高浜】</b>                  解析結果の相違                  ・泊は1次冷却材圧力と余熱除去ポンプの注入特性の関係から低圧注入流量が多く早期に燃料取替用水ビットの水位が低下する。このため再循環切</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約 <math>8.3 \times 10^{-2}</math> mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 <math>7.9 \times 10^{-2}</math> mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p>	<p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>警水位に到達する時間が早い(参考：伊方は約8時間)</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】 記載方針の相違(女川実績の反映)</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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>本重要事故シーケンスは、事象進展が比較的早く、現象が複雑であるとともに、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、運転員等操作である2次冷却系強制冷却により1次冷却系を減温、減圧し、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることにより炉心冷却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、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、</p>	<p>2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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>本重要事故シーケンスは、事象進展が比較的早く、現象が複雑であるとともに、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、運転員等操作である2次系強制冷却により1次系を減温、減圧し、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることにより炉心冷却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、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL</p>	<p>2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。</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時間程度までの短期間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、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及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</p> <p>(添付資料 2.6.4)</p>	<p>7.1.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>ECCS 注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注入機能が喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短期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、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「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表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、</p>	<p>【大阪、高浜】                  評価方針の相違（女川実績の反映）                  【大阪、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）                  ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載                  【大阪、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度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>炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位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>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があるが、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施するこ</p>	<p>／THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度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>炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式は、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位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>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があるが、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施するこ</p>		<p>ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度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>炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位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>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があるが、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施するこ</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>とにより、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の温度及び圧力の低下が抑制されるが、1次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は2次冷却系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つ</p>	<p>とにより、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の温度及び圧力の低下が抑制されるが、1次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点とする2次系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は2次系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする2次系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つ</p>	<p>とにより、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の温度及び圧力の低下が抑制されるが、1次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は2次冷却系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つ</p>	<p>とにより、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の温度及び圧力の低下が抑制されるが、1次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は2次冷却系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つ</p>	<p></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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>ことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は<b>2次冷却系強制冷却</b>より前に発信することから、この信号を起点とする<b>2次冷却系強制冷却</b>の開始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表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、燃料被覆管温度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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の<b>解析モデル</b>は、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、</p>	<p>ことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は<b>2次系強制冷却</b>より前に発信することから、この信号を起点とする<b>2次系強制冷却</b>の開始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表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、燃料被覆管温度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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式は、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は</p>		<p>ことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は<b>2次冷却系強制冷却</b>より前に発信することから、この信号を起点とする<b>2次冷却系強制冷却</b>の開始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表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、燃料被覆管温度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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の<b>解析モデル</b>は、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認して</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなり、炉心露出に対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があり、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下は抑制されるが、1次冷却材圧力の低下が抑制されることにより、蓄圧タンクからの注水開始が遅れることから、1次冷却系保有水量の回復は遅れる。以上より、破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が一方向に定まらず、かつ有意な影響を有するため、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験</p>	<p>解析結果に比べて高くなり、炉心露出に対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があり、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の低下は抑制されるが、1次冷却材圧力の低下が抑制されることにより、蓄圧タンクからの注水開始が遅れることから、1次系保有水量の回復は遅れる。以上より、破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が一方向に定まらず、かつ有意な影響を有するため、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験</p>		<p>実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなり、炉心露出に対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があり、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少は抑制されるが、1次冷却材圧力の低下が抑制されることにより、蓄圧タンクからの注水開始が遅れることから、1次冷却系保有水量の回復は遅れる。以上より、破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が一方向に定まらず、かつ有意な影響を有するため、破断口径として、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて小さくなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件                      初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.6.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。                      また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。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</p>	<p>解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて小さくなり、漏えい量が少なくなるため、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件                      初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.6.2.1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としている。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</p>	<p>解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて小さくなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件                      初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.6.2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</p>	<p>解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて小さくなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件                      初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.6.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。                      また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩</p>	<p>【大阪、高浜】                      記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.6 ECCS注水機能喪失

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>崩壊熱及び破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が早くなる。</p>	<p>崩壊熱（標準値）及び破断口径、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量及び余熱除去ポンプ注入特性、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次系強制冷却の開始が早くなる。</p>	<p>関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量、原子炉水</p>	<p>壊熱及び破断口径並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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り小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が早くなるが、操作手順（非常用炉心冷却設備作動信号発信後速やかに事象発生を検知及び判断をし蒸気逃がし弁を開操作すること）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>【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と同様）</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 ・運転員等操作時間について詳細に記載</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却系からの漏えい率が変動することで、1次冷却材圧力の低下に影響を与える。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始時間が変動する。</p>	<p>破断口径の変動を考慮した場合、1次系からの漏えい率が変動することで、1次冷却材圧力の低下に影響を与える。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次系強制冷却の開始時間が変動する。</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、1次冷却材温度及び圧力の低下がわずかに早くなる。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次系強制冷却の開始がわずかに早くなる。</p> <p>余熱除去ポンプの最小注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している最小注入特性より小さくなり、1次系への注水流量は少なくなるため、1次系保有水量の回復が遅くなるが、操作開始の起点としているパラメータに対して影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>位、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起回事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である 1.4cm<sup>2</sup>を設定している。</p> <p>なお、第2.6.23図から第2.6.26図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が3.2cm<sup>2</sup>までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。破断面積が大きくと、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給</p>	<p>事故条件の破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却系からの漏えい率が変動することで、1次冷却材圧力の低下に影響を与える。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始時間が変動するが、操作手順（非常用炉心冷却設備作動信号発信後速やかに事象発生を検知及び判断をし主蒸気逃がし弁を開操作すること）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>【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 ・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 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大阪と同様）</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・同上</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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<b>最確値</b>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、1次冷却系からの漏えい率及び1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次冷却系保有水量の低下が抑制され、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>炉心崩壊熱を<b>最確値</b>とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系からの漏えい率及び1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次系保有水量の低下が抑制され、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>復水系による原子炉压力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>（添付資料 2.6.4）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/m に対して最確条件は約42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は</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<b>最確条件</b>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、1次冷却系からの漏えい率及び1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次冷却系保有水量の減少が抑制され、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>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却系からの漏えい率が変動することで、1次冷却系保有水量に影響を与えることから、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析結果に基づき、評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。その結果、以下に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>i. 6インチ破断</p> <p>破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに、1次冷却材圧力の低下が早くなり、ループシールが形成されることで炉心水位は低下するが、早期にループシールが解除されることで、炉心水位は上昇に転じ、さらに蓄圧注入が開始されることで炉心は再冠水する。その後、2次冷却系強制冷却の開始後に一時的に蓄圧注入が中断し炉心は露出するが、蓄圧注入が再開することで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低下注入が開始される。</p> <p>ii. 4インチ破断</p>	<p>破断口径の変動を考慮した場合、1次系からの漏えい率が変動することで、1次系保有水量に影響を与えることから、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析結果に基づき、評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。その結果、以下に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>i. 6インチ破断</p> <p>破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに、1次冷却材の圧力低下が早くなり、早期にループシールが解除されることで、蓄圧注入が開始される。その後、2次系強制冷却の開始後に低下注入が開始される。その結果、炉心が露出することはない。</p> <p>ii. 4インチ破断</p>	<p>格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量、原子炉水位、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である 1.4cm<sup>2</sup>を設定している。</p> <p>なお、第2.6.23図から第2.6.26図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が3.2cm<sup>2</sup>までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約875℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、「3.1 零圏気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進</p>	<p>事故条件の破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却系からの漏えい率が変動することで、1次冷却系保有水量に影響を与えることから、6インチ破断、4インチ破断及び2インチ破断の解析結果に基づき、評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。その結果、以下に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>i. 6インチ破断</p> <p>破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに、1次冷却材圧力の低下が早くなり、ループシールが形成されることで炉心水位は低下するが、早期にループシールが解除されることで、蓄圧注入が開始される。その後、2次冷却系強制冷却の開始後に低下注入が開始される。その結果、炉心が露出することはない。</p> <p>ii. 4インチ破断</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪】 解析結果の相違 ・大阪は炉心が一時的に露出するため燃料被覆管温度が上昇する</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>事象初期の破断流量及び1次冷却材圧力の低下は2インチ破断と6インチ破断の中間程度であり、比較的早期にループシールが解除されるが、1次冷却系保有水量の低下により一時的に炉心は露出する。その後、1次冷却材圧力の低下により蓄圧注入が開始されるとともに、2次冷却系強制冷却を開始することで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低圧注入が開始される。</p> <p>iii. 2インチ破断</p> <p>破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材圧力の低下が遅くなり、2次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始される。その結果、炉心が露出することはない。</p> <p>iv. 4インチから2インチ破断の間の傾向</p> <p>破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材圧力の低下が遅くなり、ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また、2次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始されるが、1次冷却系保有水量の低下が少なく、炉心が露出しにくくなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。</p>	<p>事象初期の破断流量及び1次冷却材の圧力低下は2インチ破断と6インチ破断の中間程度であり、比較的早期にループシールが解除されるが、1次系保有水量の低下により一時的に炉心は露出する。その後、1次冷却材の圧力低下により蓄圧注入が開始されるとともに、2次系強制冷却を開始することで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低圧注入が開始される。</p> <p>iii. 2インチ破断</p> <p>破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材の圧力低下が遅くなり、2次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始される。その後、一時的に炉心は露出するが、ループシールが解除されることで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。</p> <p>iv. 4インチから2インチ破断の間の傾向</p> <p>破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材の圧力低下が遅くなり、ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また、2次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始されるが、1次系保有水量の低下が少なく、炉心が露出しにくくなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。</p>	<p>展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.6.4)</p>	<p>事象初期の破断流量及び1次冷却材圧力の低下は2インチ破断と6インチ破断の中間程度であり、比較的早期にループシールが解除されるが、1次冷却系保有水量の減少により一時的に炉心は露出する。その後、1次冷却材圧力の低下により蓄圧注入が開始されるとともに、2次冷却系強制冷却を開始することで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低圧注入が開始される。</p> <p>iii. 2インチ破断</p> <p>破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材圧力の低下が遅くなり、2次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始される。その後、ループシールの形成により一時的な水位の低下はあるものの炉心は露出することはない。</p> <p>iv. 4インチから2インチ破断の間の傾向</p> <p>破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材圧力の低下が遅くなり、ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また、2次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始されるが、1次冷却系保有水量の減少が少なく、炉心が露出しにくくなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。</p>	<p>【高浜】                  解析結果の相違                  ・泊の低圧注入系は高浜に比べて注入初期の圧力が比較的高い状態での注入流量が多い特性があり、低圧注入開始以降は炉心水位が高い状態で維持されるため炉心は露出しない</p>

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

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>v. 4インチから6インチ破断の間の傾向</p> <p>破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに1次冷却材圧力の低下が早くなり、事象初期にループシールが解除される。その後、2次冷却系強制冷却開始前に蓄圧注入が開始されることにより炉心水位は回復し、低压注入開始までの時間が比較早くなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低下する傾向となる。                      (添付資料 2.6.11)</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量よりも多くなることにより蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う</p>	<p>v. 4インチから6インチ破断の間の傾向</p> <p>破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに1次冷却材の圧力低下が早くなり、事象初期にループシールが解除される。その後、2次系強制冷却開始前に蓄圧注入が開始されることにより炉心水位は回復し、低压注入開始までの時間が比較早くなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低下する傾向となる。                      (添付資料 2.6.11)</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、1次冷却材温度及び圧力の低下がわずかに早くなり、1次系からの漏えい量が少なくなるとともに、蓄圧注入、低压注入の開始が早くなる。このため、1次系保有水量の低下が抑制され、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>余熱除去ポンプの最小注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している最小注入特性より小さくなるが、低压注入開始時点で既に炉心は再冠水していること及び低压注入開始後は蒸散量に対して十分な注入量を確保できることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量よりも多くなることにより蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う</p>		<p>v. 4インチから6インチ破断の間の傾向</p> <p>破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに1次冷却材圧力の低下が早くなり、事象初期にループシールが解除される。その後、2次冷却系強制冷却開始前に蓄圧注入が開始されることにより炉心水位は回復し、低压注入開始までの時間が比較早くなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低下する傾向となる。                      (添付資料7.1.6.9)</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量よりも多くなることにより、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う</p>	<p>【高浜】                      評価方針の相違                      ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>気相部圧力の低下が大きくなるため、1次冷却系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなることから、炉心露出に至る6インチ破断及び4インチ破断のケースにおいて最高保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果、第2.6.39図から第2.6.41図に示すとおり、6インチ破断の場合では、蓄圧注入流量が小さくなることでループシール解除後に1次冷却材の流出により低下した水位の回復が遅くなるため、燃料被覆管温度は高く推移し、燃料被覆管最高温度は約746℃となる。また、第2.6.42図から第2.6.44図に示すとおり、4インチ破断の場合では、炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから、蓄圧タンクからの注入流量が小さくなっており、燃料被覆管最高温度は約928℃となる。よって、燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕があり、蓄圧タンク初期保有水量が評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことが確認された。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.6.7)</p>	<p>気相部圧力の低下が大きくなるため、1次系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなることから、炉心露出に至る4インチ破断及び2インチ破断のケースにおいて最高保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果、第2.6.3.1図から第2.6.3.3図に示すとおり、4インチ破断の場合では炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから、蓄圧タンクからの注水流量が小さくなっており、燃料被覆管最高温度は約791℃となる。また、第2.6.3.4図から第2.6.3.6図に示すとおり、2インチ破断の場合では1次系保有水量の低下が遅くなることで炉心露出が遅くなるとともに、炉心露出期間が短くなっており、燃料被覆管最高温度は約392℃となる。よって、燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕があり、蓄圧タンク初期保有水量が評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことが確認された。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.6.7)</p>	<p>b. 操作条件                      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>気相部圧力の低下が大きくなるため、1次冷却系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなることから、炉心露出に至る4インチ破断のケースにおいて最高保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.6.39図から第7.1.6.41図に示すとおり、炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから、蓄圧タンクからの注入流量が小さくなっており、燃料被覆管最高温度は約776℃となる。</p> <p style="text-align: right;">よって、燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕があり、蓄圧タンク初期保有水量が評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことが確認された。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料7.1.6.5)</p>	<p>【大阪、高浜】                      解析結果の相違                      ・炉心露出する破断サイズの相違</p>
<p>b. 操作条件                      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>b. 操作条件                      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>b. 操作条件                      操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示</p>	<p>b. 操作条件                      操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示</p>	<p>【大阪、高浜】                      評価方針の相違（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）

7.1.6 ECCS注水機能喪失

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) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>2次冷却系強制冷却の開始は、第2.6.6図から第2.6.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>2次系強制冷却の開始は、第2.6.1.6図から第2.6.1.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧注水・減圧機能喪失」】</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）の運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達</p>	<p>す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成の認知時間及び操作時間は時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の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、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.384MPa[gage]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、実態の運転操作においては、格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力0.384MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約26時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は、解</p>	<p>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2次冷却系強制冷却の開始は、解析上の操作開始時間として、非常用炉心冷却設備作動信号発信の10分後に開始し1分で完了する設定としている。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り、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>後（事象発生約40分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>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早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.427MPa[gage]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、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約44時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作</p>	<p>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早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	

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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>2次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなることで、操作開始が早くなる。操作開始が早くなる場合は、1次冷却系からの漏えい率が小さくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。一方、破断口径等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなることで、操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなることを考えられるが、「2.6.3(3) 操作時間余裕の把握」において非常用炉心冷却設備作動信号発信11分後の2次冷却系強制冷却開始の時間余裕として、操作開始を3分遅くした場合の感度解析を実施しており、同程度</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなることで、操作開始が早くなる。操作開始が早くなる場合は、1次系からの漏えい率が小さくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。一方、破断口径の不確かさにより1次系からの漏えい率が小さくなると、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなることを考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において非常用炉心冷却設備作動信号発信11分後の2次系強制冷却開始の時間余裕として、操作開始を5分遅くした場合の感度解析を実施しており、同程度の遅れに対して、燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕</p>	<p>条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.6.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の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、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フィルターベント系等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器ベント実施時に遠隔操作に失</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2次冷却系強制冷却は、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。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早まる可能性があるが、その場合1次冷却系からの漏えい率が小さくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。一方、破断口径等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなることで、操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなることを考えられるが、「7.1.6.3(3) 操作時間余裕の把握」において、非常用炉心冷却設備作動信号発信11分</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大阪】 解析条件の相違</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>の遅れが生じた場合においても、燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>2次冷却系強制冷却の操作時間余裕を確認するため、2次冷却系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から、炉心が露出することにより炉心冷却の点で最も厳しい4インチ破断及び2次冷却系強制冷却が遅くなった場合の影響が大きい2インチ破断のケースにおいて、2次冷却系強制冷却について、解析上の操作開始時間は非常用炉心冷却設備作動信号発信の11分後であるのに対し、3分遅くした14分後に開始する場合の感度解析を実施した。4インチ破断の解析結果は第2.6.45図から第2.6.50図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次冷却材圧力がわずかに高く推移し、1次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入流量が少なくなり、燃料被覆管最高温度は約1,115℃となる。また、2インチ</p>	<p>があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>2次系強制冷却の操作時間余裕を評価するため、2次系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から、炉心が露出することにより炉心冷却の点で最も厳しい4インチ破断及び2インチ破断のケースにおいて、2次系強制冷却について、解析上の開始時間は非常用炉心冷却設備作動信号発信の11分後であるのに対し、5分遅くした16分後に開始する場合の感度解析を実施した。4インチ破断の解析結果は第2.6.3.7図から第2.6.3.12図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次冷却材圧力がわずかに高く推移し、1次系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入流量が少なくなり、燃料被覆管最高温度は約808℃となる。また、2インチ破断の解析結果は第2.6.3.13図から第2.6.3.18図に示すとおりであり、操作</p>	<p>敗した場合は、現場操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>(添付資料2.6.4)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第2.6.27図から第2.6.29図に示すとおり、操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、事象発生から25分後（操作開始時間5分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約877℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は「2.6.2(4) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSvを下回る。</p> <p>操作条件の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については、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の運転開始ま</p>	<p>後の2次冷却系強制冷却開始の時間余裕として、操作開始を5分遅くした場合の感度解析を実施しており、同程度の遅れが生じた場合においても、燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却開始について、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕を確認するため、2次冷却系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から、炉心が露出することにより炉心冷却の点で最も厳しい4インチ破断及び2次冷却系強制冷却が遅くなった場合の影響が大きい2インチ破断のケースにおいて、解析上の開始時間は非常用炉心冷却設備作動信号発信の11分後であるのに対し、5分遅くした16分後に開始する場合の感度解析を実施した。4インチ破断の解析結果は第7.1.6.42図から第7.1.6.47図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次冷却材圧力がわずかに高く推移し、1次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入流量が少なくなり、燃料被覆管最高温度は約782℃となる。また、2</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】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大阪】 解析条件の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>破断の解析結果は第 2.6.51 図から第 2.6.56 図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次冷却材圧力がわずかに高く推移し、1次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入の開始が遅くなる。その結果、1次冷却系保有水量は減少するが、炉心は冠水状態を維持することから、燃料被覆管温度は初期値（約390℃）以下となる。いずれも燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕がある。よって、操作時間余裕として、非常用炉心冷却設備作動信号の発信から 13 分程度は確保できる。</p> <p>(添付資料 2.6.12)</p>	<p>開始が遅くなることで1次系圧力がわずかに高く推移し、1次系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入の開始が遅くなることで炉心露出が早くなり、燃料被覆管最高温度は約580℃となるが、いずれも燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕がある。よって、操作時間余裕として、非常用炉心冷却設備作動信号の発信から 15 分程度は確保できる。</p> <p>(添付資料 2.6.12)</p>	<p>での時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の復旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、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開始までの時間は事象発生から約26時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約44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。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.427MPa[gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約51時間後であり、約6時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.6.4, 2.6.5, 3.1.3.9)</p>	<p>インチ破断の解析結果は第 7.1.6.48 図から第 7.1.6.53 図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次冷却材圧力がわずかに高く推移し、1次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入の開始が遅くなる。その結果、1次冷却系保有水量は減少するが、炉心は冠水状態を維持することから、燃料被覆管温度は初期値（約380℃）以下となる。いずれも燃料被覆管最高温度1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。よって、操作時間余裕として、非常用炉心冷却設備作動信号の発信から 15 分程度は確保できる。</p> <p>(添付資料7.1.6.10)</p>	<p>【高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>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、運転員による2次冷却系強制冷却等を行うこと</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>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、運転員による2次系強制冷却等を行うこと</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>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</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>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、運転員による2次冷却系強制冷却等を行うこと</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（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）

7.1.6 ECCS注水機能喪失

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。なお、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 2. 6. 13)</p>	<p>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。なお、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 2. 6. 13)</p>	<p>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>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. 1. 6. 11)</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】 評価方針の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>2.6.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」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、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18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>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>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。</p> <p>a. 水源</p>	<p>2.6.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」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、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>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。</p> <p>a. 水源</p>	<p>2.6.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」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>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料2.6.6)</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び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3,770m<sup>3</sup>の水が必要である。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m<sup>3</sup>及び淡水貯水槽に約10,000m<sup>3</sup>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。また、事象発生約10時間以降に淡水貯水槽の</p>	<p>7.1.6.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」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>【大阪、高浜】                  体制の相違                  ・要員体制の差異</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（女川と同様）</p> <p>【女川】                  設計の相違                  ・女川とPWRでは事故対応手段が異なる。PWRでは注水し続けるのではなく、燃料取替用水ビットの水位がある水位まで低下した段階で再循環運転へ移行するため、燃料取替用水</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>燃料取替用水ピット (1,860m<sup>3</sup> : 有効水量) を水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位 (3号炉 : 12.5%、4号炉 : 16.0%) に到達後、低圧再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kℓ の重油が必要となる。</p>	<p>燃料取替用水タンク (1,600m<sup>3</sup> : 有効水量) を水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位 (16%) に到達後、低圧再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kℓ の重油が必要となる。</p>	<p>水を、大容量送水ポンプ (タイプ I) により復水貯蔵タンクへ給水することで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</p> <p>【以降、外部電源の喪失を仮定している「2.7 格納容器バイパス」を記載】</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。</p> <p>大容量送水ポンプ (タイプ I) による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ (タイプ I) の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kℓ の軽油が必要となる。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、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</p>	<p>燃料取替用水ピット (1,700m<sup>3</sup> : 有効水量) を水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位 (16.5%) に到達後、低圧再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約 527.1kℓ の軽油が必要となる。</p>	<p>ピットへの補給は不要である。</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット(炉心)切替水位設定の差異</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 (女川実績の反映) 【大阪、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料の量の相違 ・泊は軽油のみを使用する</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>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>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約597.8kℓ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(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.1.12)</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>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約453.7kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク等の合計油量(460kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.1.12)</p>	<p>とから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水について、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809kℓ)。</p> <p>【再掲】</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及び大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水について、7日間の継続が可能である。</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> <p>【ここまで「2.7 格納容器バイパス」】</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>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、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である(合計使用量約546.3kℓ)。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機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、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、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が可能である。</p> <p>(添付資料 7.1.6.12)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) 【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) 【大阪、高浜】 設計の相違 ・貯油槽容量の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映) ・外電が使用できないものと仮定している女川のIS-LOCAと同様の記載</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・緊急時の評価結果についても記載</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失

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>2.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、高圧での炉心注水ができなくなることで、1次冷却系保有水量が減少し、炉心の冷却能力が低下することにより、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水、長期対策として余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」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、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を実施することにより、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることで、破断口径が比較的大きい6インチ破断及び4インチ破断については、炉心が一時的に露出するものの、蓄圧注入又は低圧注入により再冠水することで燃料被覆管温度は低下する。破断口径が比較的小さい2インチ破断については、炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧</p>	<p>2.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、高圧での炉心注水ができなくなることで、1次系保有水量が減少し、炉心の冷却能力が低下することにより、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水、長期対策として余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」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、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を実施することにより、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることで、破断口径が比較的大きい6インチ破断については炉心が露出することはない。また、破断口径が比較的小さい2インチ破断及び4インチ破断については、炉心は一時的に露出するものの、蓄圧注入又は低圧注入により再冠水することで燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧</p>	<p>2.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、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原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧</p>	<p>7.1.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注入機能が喪失し、破断箇所から1次冷却材が流出し、原子炉容器内水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却並びに余熱除去ポンプによる低圧注入、安定状態に向けた対策として余熱除去ポンプによる低圧再循環を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」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、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を実施することにより、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることで、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧</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 ・相違理由についてはP3参照</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>