

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.5 原子炉停止機能喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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「<u>過渡事象+原子炉停止失敗</u>」、②「<u>小破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」、③「<u>中破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」及び④「<u>大破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」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「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。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>本事故シーケンスグループは、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ーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、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、本事故シーケンスグループでは、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u>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。また、<u>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>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「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、初期の対策として代替制御棒挿入機能又は<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u>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</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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「<u>過渡事象+原子炉停止失敗</u>」、②「<u>サポート系喪失（自動停止）+原子炉停止失敗</u>」、③「<u>小破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」、④「<u>中破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」及び⑤「<u>大破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」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「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。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>本事故シーケンスグループは、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ーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、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、本事故シーケンスグループでは、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は<u>ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</u>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。また、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による<u>格納容器除熱</u>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「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、初期の対策として代替制御棒挿入機能又は<u>ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</u>及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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「<u>過渡事象+原子炉停止失敗</u>」、②「<u>冷却材喪失（小破断 LOCA）+原子炉停止失敗</u>」、③「<u>冷却材喪失（中破断 LOCA）+原子炉停止失敗</u>」及び④「<u>冷却材喪失（大破断 LOCA）+原子炉停止失敗</u>」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「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。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>本事故シーケンスグループは、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ーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、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、本事故シーケンスグループでは、<u>ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）</u>による原子炉停止又は<u>ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）</u>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。また、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>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「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<u>ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）</u>又は<u>ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）</u>及びほう酸水注入系によ</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>るとともに高圧炉心注水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、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系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残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。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、6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計12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、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5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、12名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認 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。 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</p>	<p>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。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・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5-1図に、手順の概要を第2.5-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.5-1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、災害対策要員（初動）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、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名である。必要な要員と作業項目について第2.5-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認 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。 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</p>	<p>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。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）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的にATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5.1-1(1)図から第2.5.1-1(3)図に、手順の概要を第2.5.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.5.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計11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、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第2.5.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、11名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認 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。 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</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、RCICの水源をサブプレッション・プールとしているが、サブプレッション・プール水温度100℃到達まで機能維持できることを確認しており、100℃到達で停止する運用であることから、原子炉隔離時冷却系を記載していない。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員11名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>は、<u>平均出力領域モニタ等</u>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4台がトリップし、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給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動して給水を継続する。</p> <p>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高圧・低圧注水系起動確認 逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、<u>ドライウエル圧力高</u> (13.7kPa [gage]) により、<u>原子炉隔離時冷却系</u>、<u>高圧炉心注水系</u>及び<u>低圧注水系</u>が自動起動する。</p> <p>高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、<u>各系統の流量指示等</u>である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉水位維持 主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位</p>	<p>は、<u>平均出力領域計装等</u>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系ポンプ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給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動して給水を継続する。</p> <p>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高圧・低圧注水系起動確認 逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、<u>ドライウエル圧力高</u> (13.7kPa [gage]) により、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧炉心スプレイ系</u>及び<u>残留熱除去系</u> (低圧注水系) が自動起動する。</p> <p>高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、<u>各系統の流量等</u>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 主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位</p>	<p>は、<u>平均出力領域計装</u>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台すべてがトリップし、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給水ポンプはトリップするが、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>が自動起動して給水を継続する。</p> <p>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高圧・低圧注水系起動確認 逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、<u>格納容器圧力高</u> (13.7kPa[gage]) により、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧炉心スプレイ系</u>及び<u>残留熱除去系</u> (低圧注水モード) が自動起動する。</p> <p>高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、<u>各ポンプの出口流量等</u>である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉水位維持 主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装 (SRM) 及び中間領域計装 (IRM), 柏崎6/7, 東海第二は起動領域計装 (SRNM) を採用している。柏崎6/7, 東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装 (APRM) により確認することとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。</p> <p><u>なお、ここでの原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低(レベル2)で再循環ポンプ6台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。</u></p> <p>この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することにより原子炉水位低(レベル1.5)以上に水位を維持する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水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、<u>原子炉水位及び各系統の流量指示</u>等である。</p> <p>d. 自動減圧系の自動起動阻止</p> <p><u>ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位低(レベル1)信号の両方が30秒継続した場合であって、高圧炉心注水系又は低圧注水系のポンプが1台以上運転している(各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている)場合、自動減圧系が自動起動する。</u></p> <p>原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、<u>高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然</u></p>	<p>が低下し給水・復水系の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、原子炉水位は低下し、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。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により炉心冷却は維持される。</p> <p>この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量を調整することにより<u>原子炉水位異常低下(レベル1)近傍</u>に水位を維持する。</p> <p>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、<u>原子炉水位(広帯域)及び各系統の流量</u>等である。</p> <p>d. 自動減圧系の自動起動阻止</p> <p><u>ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位異常低下(レベル1)信号の両方が120秒継続した場合であって、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系(低圧注水系)のポンプが1台以上運転している(各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている)場合、自動減圧系が自動起動する。</u></p> <p>原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、<u>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(低圧注水系)から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇につながる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、</u></p>	<p>が低下し復水・給水系の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、原子炉水位は低下し、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。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により炉心冷却は維持される。</p> <p>この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量を調整することにより<u>原子炉水位低(レベル1_H)</u>以上に水位を維持する。</p> <p>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、<u>原子炉水位(広帯域)、各ポンプの出口流量</u>等である。</p> <p>d. 自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止</p> <p><u>格納容器圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位低(レベル1)信号の両方が120秒継続した場合であって、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系(低圧注水モード)のポンプが1台以上運転している(遮断器が閉)場合、自動減圧系が自動起動する。</u></p> <p>原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、<u>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)から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作に</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 原子炉水位調整時の目標水位の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は自動減圧系、代替自動減圧系に各々自動起動阻止スイッチがある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、自動減圧系が作動するインターロックとして低圧ECCS系の遮断機閉を条件としている。</p> <p>・設備設計の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>に阻止される。</p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作 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。 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、<u>起動領域モニタ</u>等である。</p> <p>f. <u>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u> 運転 事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が上昇する。<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が49℃を超えて上昇する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）の運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量及びサブプレッション・チェンバ・プール水温</u>である。 以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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原子炉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><u>過渡時自動減圧機能</u>による自動減圧も未然に阻止される。</p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作 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。 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、<u>起動領域計装</u>等である。</p> <p>f. <u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> 運転 事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、<u>サブプレッション・プール水温度</u>が上昇する。<u>サブプレッション・プール水温度</u>が<u>32℃以上</u>の場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）の運転を開始し、<u>格納容器除熱</u>を開始する。 残留熱除去系による<u>格納容器除熱</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量及びサブプレッション・プール水温度</u>である。 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、<u>格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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<u>格納容器</u>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+原子炉停止失敗」である。</p>	<p>より、<u>代替自動減圧機能</u>による自動減圧を未然に阻止する。</p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作 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。 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、<u>中性子源領域計装</u>等である。</p> <p>f. <u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u> 運転 事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、<u>サブプレッション・プール水温度</u>が上昇する。<u>サブプレッション・プール水温度</u>が<u>49℃を超えて上昇</u>する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）の運転を開始し、<u>原子炉格納容器除熱</u>を開始する。 残留熱除去系による<u>原子炉格納容器除熱</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量及びサブプレッション・プール水温度（SA）</u>である。 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、<u>原子炉格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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すべて<u>原子炉格納容器</u>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+原子炉停止失敗」である。</p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は自動減圧系，代替自動減圧系に各々自動起動阻止スイッチがある。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は，運転手順上は35℃以上でサブプレッション・プール冷却を実施するが，解析上は49℃以上で実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本重要事故シナリオでは、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・ドブブラ/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）、ほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。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プラント動特性解析コードREDY、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、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温</u>、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</p> <p>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2.5.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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</p> <p>1) 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。</p> <p>2) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>3) <u>代替制御棒挿入機能</u>は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>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</p>	<p>本重要事故シナリオでは、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・ドブブラ/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・ボイド率変化及び気液熱非平衡、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<u>格納容器</u>におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。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、サプレッション・プール水温、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</p> <p>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2.5-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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</p> <p>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。</p> <p>ii) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>iii) <u>代替制御棒挿入機能</u>は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>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</p>	<p>本重要事故シナリオでは、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・ドブブラ/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・ボイド率変化及び気液熱非平衡、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<u>原子炉格納容器</u>におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。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、<u>サプレッション・プール水温</u>、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</p> <p>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2.5.2-1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。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>ii) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>iii) <u>ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）</u>は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は、<u>9×9燃料（A型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心のサイクル末期</u>とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイ</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、MOX</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、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プレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 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、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</p> <p>(b) <u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u> 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は、原子炉圧力高 (7.48MPa[gage]) 又は原子炉水位低 (レベル3) 信号により再循環ポンプ4台がトリップし、原子炉水位低 (レベル2) 信号により残り再循環ポンプ6台がトリップするものとする。なお、4台以上の再循環ポンプがトリップした際に残りの再循環ポンプの回転速度を5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については、<u>保守的に使用できないものと仮定する。</u></p> <p>また、再循環ポンプが2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-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 <u>逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力</u></p>	<p>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に<u>給水・復水系及び再循環系ポンプ</u>がトリップしないことにより、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プレッション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 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、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</p> <p>(b) <u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u> <u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u>は、原子炉圧力高 (7.39MPa [gage]) 又は原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号により再循環系ポンプ2台が全てトリップするものとする。</p> <p>また、再循環系ポンプが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-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 <u>原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。</u> <u>このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁</u></p>	<p>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.1, 2.5.2)</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に<u>復水・給水系及び再循環ポンプ</u>がトリップしないことにより、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プレッション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 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、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</p> <p>(b) <u>ATWS緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)</u> <u>ATWS緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)</u>は、原子炉圧力高 (7.41MPa[gage]) 又は原子炉水位低 (レベル2) 信号により再循環ポンプ2台がすべてトリップするものとする。</p> <p>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-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 <u>逃がし安全弁(逃がし弁機能)にて、原子炉冷却材圧</u></p>	<p>適用プラントであることから、炉心状態としてMOX燃料を装荷した平衡炉心サイクルを想定。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 東海第二と島根2号炉は、給水加熱喪失による影響も考慮して復水・給水系も記載。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は逃がし弁機能を使用しており、他シーケンスでも同様だ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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(18個)は、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>電動駆動給水ポンプ</u> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により<u>電動駆動給水ポンプ</u>がトリップするものとする。</p> <p>(e) <u>原子炉隔離時冷却系</u> 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)又は<u>ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])</u>で自動起動し、<u>182m³/h(8.12~1.03MPa[dif])</u>において)の流量で給水するものとする。</p> <p>(f) <u>高圧炉心注水系</u> <u>高圧炉心注水系</u>は原子炉水位低(レベル1.5)又は<u>ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])</u>で自動起動し、<u>182~727m³/h(8.12~0.69MPa[dif])</u>において)の流量で給水するものとする。</p> <p>(g) <u>ほう酸水注入系</u> ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分</p>	<p>(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(18個)は、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>電動駆動給水ポンプ</u> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により<u>電動駆動給水ポンプ</u>がトリップするものとする。</p> <p>(e) <u>原子炉隔離時冷却系</u> 原子炉隔離時冷却系は<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で自動起動し、<u>136.7m³/h(原子炉圧力7.86MPa[gage]~1.04MPa[gage])</u>において)の流量で給水するものとする。 また、サブレーション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の<u>高温耐性(116℃)</u>に余裕を考慮した温度である106℃に到達した時点で停止するものとする。</p> <p>(f) <u>高圧炉心スプレイ系</u> <u>高圧炉心スプレイ系</u>は原子炉水位異常低下(レベル2)又は<u>ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])</u>で自動起動し、<u>145m³/h~1,506m³/h(8.30MPa[dif]~0MPa[dif])</u>において)の流量で給水するものとする。 <u>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、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。</u></p> <p>(g) <u>ほう酸水注入系</u> ほう酸水注入系は<u>事象発生から6分後</u>に手動起動し、</p>	<p>カ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(12個)は、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>電動機駆動給水ポンプ</u> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>が自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により<u>電動機駆動給水ポンプ</u>がトリップするものとする。</p> <p>(e) <u>原子炉隔離時冷却系</u> 原子炉隔離時冷却系は<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で自動起動し、<u>91m³/h(8.21~0.74MPa[gage])</u>において)の流量で給水するものとする。 また、サブレーション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の<u>高温耐性(110℃)</u>に余裕を考慮した温度である100℃に到達した時点で停止するものとする。</p> <p>(f) <u>高圧炉心スプレイ系</u> <u>高圧炉心スプレイ系</u>は原子炉水位低(レベル1_H)又は<u>格納容器圧力高(13.7kPa[gage])</u>で自動起動し、<u>318~1,050m³/h(8.14~1.38MPa[dif])</u>において(最大1,050m³/h)の流量で給水するものとする。</p> <p>(g) <u>ほう酸水注入系</u> ほう酸水注入系は<u>原子炉スクラムの失敗を確認後、10</u></p>	<p>が、東海第二は他シーケンスで安全弁機能を使用しているため、逃がし弁機能を使用する理由を記載。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、サブレーション・プール水温度100℃到達まで機能維持できることを確認しており、100℃到達で停止する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、注水特性は設計値を設定。</p> <p>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>間が経過した時点で手動起動し、<u>190L/min</u>の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。</p> <p>(h) <u>残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u> 伝熱容量は、熱交換器1基あたり約<u>8MW</u>(サブプレッション・チェンバ・プール水温52℃、海水温度30℃において)とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>自動減圧系の自動起動阻止操作</u> 原子炉が停止できない場合にドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])及び原子炉水位低(レベル1)によって自動減圧系の自動起動信号が発信されることを阻止するため、<u>自動減圧系の自動起動阻止を手順に定めている。</u>本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作を期待する。 (添付資料2.5.2)</p> <p>(b) <u>ほう酸水注入系及び残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作</u> 本評価では、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することとしている。<u>残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)は、サブプレッション・チェンバのプール水の平均温度が49℃に到達することをもって実施することとしており、サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した時点から、10分間が経過した</u></p>	<p><u>163L/min</u>の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。</p> <p>(h) <u>残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u> 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約<u>53MW</u>(サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において)とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>自動減圧系等の起動阻止操作</u> 原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、<u>事象発生4分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。</u> (添付資料2.5.2)</p> <p>(b) <u>ほう酸水注入系の起動操作</u> <u>自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生</u>の4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、<u>事象発生から6分後にほう酸水注入系の起動操作を実施する。</u></p> <p>(c) <u>残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作</u> 事象発生の約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから<u>10分間</u>は低圧注水モード優先のインターロック</p>	<p><u>分間</u>が経過した時点で手動起動し、<u>162L/分</u>の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。</p> <p>(h) <u>残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u> 伝熱容量は、熱交換器1基あたり約<u>9MW</u>(サブプレッション・プール水温度52℃、海水温度30℃において)とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>自動減圧系等の起動阻止操作</u> 原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、<u>事象発生5分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。</u> (添付資料2.5.3)</p> <p>(b) <u>ほう酸水注入系の起動操作</u> 本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、<u>10分間</u>が経過した時点で手動起動することとしている。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)による原子炉格納容器除熱操作</u> 事象発生の約80秒後に格納容器圧力高信号が発信してから<u>240秒間</u>は低圧注水モード優先のインターロックがある</p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、操作余裕時間を考慮して10分を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 伝熱容量の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順に従いADSの自動起動を阻止。 【東海第二】 起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、操作余裕時間を考慮して設定。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>時点で残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を手動起動することとしている。</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、原子炉隔離時冷却系流量、<u>高圧炉心注水系流量</u>、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、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2.5.20図に、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の推移を第2.5.21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730℃まで上昇する。約2秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により再循環ポンプ4台がトリップする。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（7.48MPa[gage]）で作動する。</p>	<p>クがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、<u>事象発生17分後に残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。</u></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、原子炉隔離時冷却系流量、高圧炉心スプレイ系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、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2.5-4図から第2.5-18図に、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5-19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872℃まで上昇する。約2秒後に原子炉圧力高信号でATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）により再循環系ポンプが2台全てがトリップする。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（7.39MPa[gage]）で作動する。</p>	<p>ことから、これに操作に要する時間を考慮して、<u>事象発生11.6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）による原子炉格納容器除熱操作を実施する。</u></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、原子炉隔離時冷却系流量、<u>高圧炉心スプレイ系流量</u>、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、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2.5.2-1(1)図から第2.5.2-1(15)図に、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5.2-1(16)図に示す。</p> <p>※1 非常用炉心冷却系等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818℃まで上昇する。約2.5秒後に原子炉圧力高信号でATWS緩和設備（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2台すべてがトリップする。なお、本評価では保守的に期待していないATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）は、本来この原子炉圧力高信号（7.41MPa[gage]）で作動する。</p>	<p>・設備設計の相違 【東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】</p> <p>LP C I 優先のインターロック継続時間の相違により操作余裕時間が異なる。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。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、再循環ポンプの回転速度が最低となり、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1060℃まで上昇する。</u></p> <p>逃がし安全弁の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、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位が上昇し、事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わる。あわせて格納容器圧力も上昇するため、事象発生から約34秒後にドライウエル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わるとともに、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。サブプレッション・チェンバ・プール水温も上昇し、事象発生から約43秒後にサブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</u></p> <p>事象発生から約173秒後に復水器ホットウエルの水位低下により<u>電動駆動給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約191秒後に原子炉水位低(レベル2)信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り6台の再循環ポンプがトリップする。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため、炉心は冠水維持される。</u></p>	<p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。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839℃まで上昇する。</u></p> <p>逃がし安全弁の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57秒後にドライウエル圧力高信号(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(低圧注水系)が起動する。サブプレッション・プール水温度も上昇し、事象発生から約85秒後にサブプレッション・プール水温度が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</p> <p>事象発生から約131秒後に復水器ホットウエルの水位低下により<u>給水・復水系のポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約153秒後に原子炉水位異常低下(レベル2)信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。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。</u></p>	<p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動機駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。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598℃まで上昇する。</u></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、<u>格納容器圧力が上昇し、事象発生から約80秒後に格納容器圧力高信号(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)が起動する。サブプレッション・プール水温度も上昇し、事象発生から約96秒後にサブプレッション・プール水温度が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</u></p> <p>事象発生から約230秒後に復水器ホットウエルの水位低下により<u>復水・給水系のポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約266秒後に原子炉水位低(レベル2)信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。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。</u></p> <p><u>その後は、サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系を停止する。</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は復水貯蔵タンクを重大事故等対処設備として位置付けていないためサブプレッション・プールを水源としている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、サブプレッション・プール水温度100℃到達まで機能維持</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事象発生から約 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の注入を開始する。</p> <p>同時に (サブプレッションプール水温高到達から 10 分後) 残留熱除去系ポンプ 3 台によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後, 中性子束は徐々に減少し, 臨界未満に至る。これに伴い, 原子炉出力の上昇が抑制されるため, 原子炉水位は上昇し, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により, 原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する^{※2} とともに, サプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが, 原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は, 第 2.5.11 図に示すとおり, 給水加熱喪失の状態によって出力が増加し, 沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく, 事象発生から約 176 秒で最高の約 1060℃に到達するが, 1200℃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 2%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 8.92MPa [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</p>	<p>事象発生から 6 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の注入を開始する。</p> <p>事象発生から 17 分後に残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 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, 中性子束は徐々に減少し, 臨界未満に至る。これに伴い, 原子炉出力の上昇が抑制されるため, 原子炉水位は上昇し, 高圧炉心スプレイ系の運転員操作により, 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 近傍に原子炉水位を維持する^{※2} とともに, サプレッション・プール冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが, 原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位異常低下 (レベル 1) 近傍に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は, 第 2.5-10 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 13 秒で最高の約 872℃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 2.5-7 図に示すとおり, 逃がし安全弁の作動により, 約 8.19MPa [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</p>	<p>事象発生から 11.6 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の注入を開始する。</p> <p>同時 (サブプレッション・プール水温度高から 10 分後) に残留熱除去系ポンプ 2 台によるサブプレッション・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後, 中性子束は徐々に減少し, 臨界未満に至る。これに伴い, 原子炉出力の上昇が抑制されるため, 原子炉水位は上昇し, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の運転員操作により, 原子炉水位低 (レベル 1_H) 以上に原子炉水位を維持する^{※2} とともに, サプレッション・プール水の冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが, 原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低 (レベル 1_H) 以上に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は, 第 2.5.2-1(6) 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 5 秒で最高の約 818℃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 2.5.2-1(4) 図に示すとおり, 逃がし安全弁の作動により, 約 8.68MPa [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</p>	<p>できることを確認しており, 100℃到達で停止する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は, 操作余裕時間を考慮して設定。 解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は, ほう酸水注入開始と同時に実施。 運用の相違 【東海第二】 原子炉水位調整時の目標水位の相違。 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は, 燃料被覆管の温度は事象発生からリウエットするまでの期間が最も厳しいが, 柏崎 6/7 は給水加熱喪失の状態によって出力が増加する期間が最も厳しい。 解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約9.22MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、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プレッション・チェンバ・プール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ<u>約0.19MPa[gage]</u>、<u>約113℃以下</u>に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>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、原子炉水位及びサプレッション・チェンバの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 style="text-align: right;">(添付資料2.5.3)</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>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。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系の自動起動阻止操作、ほう酸水注入系運転操作及び残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。</u></p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにお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>と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約8.49MPa [gage]</u> 以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</p> <p>また、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<u>約0.20MPa [gage]</u> 及び<u>約115℃以下</u>に抑えられ、<u>格納容器</u>の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>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、原子炉水位及びサプレッション・プール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 style="text-align: right;">(添付資料2.5.3)</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>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。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による<u>格納容器除熱操作</u>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>原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約8.98MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、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<u>約167kPa[gage]</u>、<u>約110℃以下</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器</u>の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>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 style="text-align: right;">(添付資料2.5.4)</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>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。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による<u>原子炉格納容器除熱操作</u>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>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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に関する燃料の許容設計限界(以下「SLMCPR」という。)で沸騰遷移が発生するように設定しているため、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>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に関する燃料の許容設計限界(以下「SLMCPR」という。)で沸騰遷移が発生するように設定しているため、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混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが、これらのパラメータの上昇が遅れる側であり、関連する運転員等操作に与える影響は小さいことから、運転員等操作に与える影響はない。</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(SCAT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に関する燃料の許容設計限界(以下「SLMCPR」という。)で沸騰遷移が発生するように設定しているため、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混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが、これらのパラメータの上昇が遅れる側であること、また、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作はないことから、運転員等操作時</p>	<p>・解析条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">(添付資料 2.5.4)</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設定す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。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、<u>サプレッション・チェンバ・プール</u>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 style="text-align: center;">(添付資料 2.5.4, 2.5.5)</p>	<p style="text-align: center;">(添付資料 2.5.4)</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設定す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。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、<u>サプレッション・プール</u>水温度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 style="text-align: center;">(添付資料 2.5.4, 2.5.5)</p>	<p>間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.5.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コード(<u>SCAT</u>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設定す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。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、<u>サプレッション・プール</u>水温度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 style="text-align: center;">(添付資料 2.5.5, 2.5.6)</p>	<p>島根2号炉は、ほう酸水注入開始と同時に実施。</p>
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, <u>第2.5.2表</u>に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は, 解析条件の <u>52,200t/h</u> (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の<u>約91%~約110%</u>である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため, 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大きくなり, 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, 炉心流量が少ない場合 (定格流量の <u>90%</u>) の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は, 解析条件の <u>1.22</u> に対して最確条件は <u>1.30 以上</u>であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 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 <u>44.0kW/m</u> に対して最確条件は<u>約42kW/m 以下</u>であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 燃料被覆管温度の</p>	<p>条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, <u>第2.5-2表</u>に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は, 解析条件の<u>約41,060 t/h</u> (定格流量 (85%)) に対して最確条件は定格流量の<u>約86%~約104%</u>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, 事象発生の<u>約2秒後に</u>原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが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 <u>1.24</u> (限界出力比指標*(1.00)) に対して最確条件は<u>限界出力比指標で0.98 以下</u>であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, <u>最小限界出力比は</u>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 <u>44.0kW/m</u> に対して最確条件は<u>約33kW/m~約41kW/m</u>であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 燃料被</p>	<p>条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, <u>第2.5.2-1表</u>に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は, 解析条件の <u>35,600t/h</u> (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の<u>約85%~約104%</u>である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため, 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大きくなり, 事象進展に影響を与えるが, 事象発生の<u>約2.5秒後に</u>原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべ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。なお, 炉心流量が少ない場合 (定格流量の <u>85%</u>) の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は, 解析条件の <u>1.25</u> に対して最確条件は <u>1.35 以上</u>であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 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 <u>44.0kW/m</u> に対して最確条件は<u>約40.6kW/m 以下</u>であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 燃料被覆管温度の</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・解析条件の相違 【東海第二】 解析条件の相違による不確かさ影響の相違。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は, A型燃料及びB型燃料の最小限界出力比の運転上の制限が同じであるため限界出力比指標ではなく最小限界出力比を用いて炉心管理をしている。 ・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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 <u>1.25 倍</u> 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。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ップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わ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（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>0.9 倍</u> 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、動的ドップ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。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>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，<u>格納</u></p>	<p>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 <u>1.25 倍</u> 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。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ップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わ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（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>0.9 倍</u> 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、動的ドップ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。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>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，<u>格納</u></p>	<p>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 <u>1.25×1.02 倍</u> 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。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ップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わ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。（「沸騰水型原子力発電所 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(REDY)について」，日立GEニュークリア・エナジー株式会社，HLR-121，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-092，平成30年5月）</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>0.9×0.99 倍</u> 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、動的ドップ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。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。（「沸騰水型原子力発電所 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(REDY)について」，日立GEニュークリア・エナジー株式会社，HLR-121，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-092，平成30年5月）</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，<u>格納</u></p>	<p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。</p> <p>・整理方針の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は、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、<u>電動駆動給水ポンプ</u>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プレッション・チェンバ・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。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機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<u>3秒以上4.5秒以下</u>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るが、<u>事象発生からごく短時間での動作であることから</u>、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は、解析条件の <u>52,200t/h</u> (定格)</p>	<p><u>容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、格納容器圧力並びにサプレッション・プール水温は、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系ポンプがトリップせず、また、<u>電動駆動給水ポンプ</u>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。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<u>3秒以上4.5秒以下</u>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系ポンプが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>※ <u>限界出力比指標は、運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が1以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4, 2.5.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は、解析条件の約 <u>41,060 t/h</u> (定)</p>	<p>容器圧力及びサプレッション・プール水温は、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、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>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。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<u>3秒以上5秒以下</u>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、<u>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2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため</u>、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は、解析条件の <u>35,600t/h</u> (定格)</p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、格納容器体積の空間部及び液相部の解析条件と最確条件が同様であるため、ゆらぎを考慮していない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、A型燃料及びB型燃料の最小限界出力比の運転上の制限が同じであるため限界出力比指標ではなく最小限界出力比を用いて炉心管理をしている。</p> <p>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>流量(100%)に対して最確条件は定格流量の約91%～約110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、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大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、炉心流量が少ない場合(定格流量の90%)の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.22に対して最確条件は1.30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42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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。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</p>	<p>格流量(85%)に対して最確条件は定格流量の約86%～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、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが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1.24(限界出力比指標*(1.00))に対して最確条件は限界出力比指標で0.98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>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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。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</p>	<p>流量(100%)に対して最確条件は定格流量の約85%～約104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、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大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、事象発生約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため、この影響は小さい。なお、炉心流量が少ない場合(定格流量の85%)の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.25に対して最確条件は1.35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40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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1.25×1.02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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 ・実績値の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】 解析条件の相違による不確かさ影響の相違。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 ・運用の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、A型燃料及びB型燃料の最小限界出力比の運転上の制限が同じであるため限界出力比指標ではなく最小限界出力比を用いて炉心管理をしている。</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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ップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい<u>組み合わせ</u>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（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の<u>0.9倍</u>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。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（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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、<u>電動駆動給水ポンプ</u>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<u>サプレッション・チェンバ・プール水温</u>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。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する</p>	<p>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ップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい<u>組み合わせ</u>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（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の<u>0.9倍</u>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。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（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、<u>格納容器圧力並びにサプレッション・プール水温</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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系ポンプがトリップせず、また、<u>電動駆動給水ポンプ</u>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。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合</p>	<p>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ップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい<u>組み合わせ</u>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。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の<u>0.9×0.99倍</u>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。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（「<u>沸騰水型原子力発電所 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（REDY）について</u>」、日立GEニュークリア・エナジー株式会社、HLR-121、東芝エネルギーシステムズ株式会社、TLR-092、平成30年5月）</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温は、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、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>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。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器体積の空間部及び液相部の解析条件と最確条件が同様であるため、ゆらぎを考慮していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>場合は、<u>第2.5.22 図から第2.5.26 図</u>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、<u>電動駆動給水ポンプ</u>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。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</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<u>3秒以上4.5秒以下</u>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。</p> <p style="text-align: center;"><u>(添付資料2.5.4, 2.5.6, 2.5.9)</u></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>操作条件の自動減圧系の<u>自動起動阻止操作</u>は、解析上の操作開始時間として<u>原子炉水位低(レベル1)到達後30秒以内</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため、操作開始時間は変動し得るが、本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから、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</u></p>	<p>は、<u>第2.5-21 図から第2.5-25 図</u>に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップし、<u>電動駆動給水ポンプ</u>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。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<u>3秒以上4.5秒以下</u>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系ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;"><u>(添付資料2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)</u></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>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から<u>4分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>自動減圧系のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報し、この120秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、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</u></p>	<p>は、<u>第2.5.3-1(1)図から第2.5.3-1(5)図</u>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、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>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。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<u>3秒以上5秒以下</u>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、<u>事象発生の約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため、この影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: center;"><u>(添付資料2.5.2, 2.5.5, 2.5.7, 2.5.8)</u></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>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から<u>5分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、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。当該操作は、<u>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</u></p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。</p> <p>・解析結果の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>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</u>、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>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、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分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>状態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、制御棒挿入失敗が確認され次第、再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止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</u>、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入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>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）<u>運転操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ・プール水温49℃</u>到</p>	<p>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<u>事象発生から6分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は、時間余裕を含めて設定しており、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、操作が遅れる可能性は低く、<u>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</u>。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>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として<u>事象発生から17分後</u>を設定している。運転員等</p>	<p><u>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</u>。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<u>原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は、時間余裕を含めて設定しており、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</u>。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）による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・プール水温度</u></p>	<p>【東海第二】東海第二は、自動減圧系等の起動阻止操作の前に自動減圧系のタイマーが作動する。</p> <p>【柏崎6/7】島根2号炉は、手順に従いADSの自動起動を阻止。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7】柏崎6/7は、原子炉水位低（レベル1）を起点としており、運転員操作が変動する可能性を記載。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】島根2号炉は、操作余裕時間を考慮して10分を設定。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】島根2号炉は、操作余裕時間を考慮しているため、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性がある。</p> <p>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>達後 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて、状況把握の時間及び操作時間に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。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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、操作の不確かさが操作開始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り、その場合、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない</p>	<p>操作時間に与える影響として、サプレッション・プール水温度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、<u>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。</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、<u>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ない。</u></p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p> <p>(3) 感度解析</p>	<p><u>49℃到達後 10 分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、サプレッション・プール水温度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、<u>操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としている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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、<u>操作の不確かさが操作開始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り、その場合、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u>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>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.5)</p> <p>(3) 感度解析</p> <p><u>解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない</u></p>	<p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、ほう酸水注入開始と同時に実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、サプレッション・プール水温度を起点としており、運転員操作が変動する可能性を記載。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、操作余裕時間を考慮して設定しているため、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性がある。</p> <p>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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炉心流量を定格流量の<u>90%</u>とした感度解析を行う。その結果、<u>第2.5.27図から第2.5.31図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約<u>1080℃</u>となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約<u>1060℃</u>に比べて上昇するものの、<u>1200℃</u>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<u>3%以下</u>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<u>2%以下</u>に比べて上昇するものの、<u>15%</u>を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約<u>9.12MPa[gage]</u>^{※3}であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を下回っている。なお、その他の評価項目である、<u>燃料被覆管の酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温</u>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、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、<u>第2.5.32図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約<u>1150℃</u>であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約<u>1060℃</u>に比べて上昇するものの、<u>1200℃</u>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<u>4%以下</u>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<u>2%以下</u>に比べて増加するものの、<u>15%</u>を下回っている。</p> <p>また、初期条件の炉心流量が少ない場合(定格流量の<u>90%</u>)には、<u>第2.5.33図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約<u>1180℃</u>であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約<u>1080℃</u>に比べて上昇するものの、<u>1200℃</u>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<u>5%以下</u>であり、リウエットを考慮した場合における燃</p>	<p>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、<u>第2.5-20図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約<u>1,060℃</u>であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約<u>872℃</u>に比べて上昇するものの、<u>1,200℃</u>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<u>約2%以下</u>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<u>1%以下</u>に比べて増加するものの、<u>15%</u>を下回っている。</p>	<p>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炉心流量を定格流量の<u>85%</u>とした感度解析を行う。その結果、<u>第2.5.3-1(6)図から第2.5.3-1(9)図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約<u>820℃</u>となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約<u>818℃</u>に比べてわずかに上昇するものの、<u>1,200℃</u>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<u>1%以下</u>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<u>1%以下</u>と同様に<u>15%</u>を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約<u>8.94MPa[gage]</u>^{※3}であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を下回っている。なお、その他の評価項目である、<u>サプレッション・プール水温度及び原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力</u>はそれぞれ<u>111℃, 170kPa[gage]</u>となる。「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す温度及び圧力<u>110℃, 167kPa[gage]</u>に比べわずかに上昇するものの、<u>限界温度、限界圧力を十分に下回る。</u></p> <p>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、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、<u>第2.5.3-1(10)図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約<u>1,080℃</u>であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約<u>818℃</u>に比べて上昇するものの、<u>1,200℃</u>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<u>3.1%以下</u>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<u>1%以下</u>に比べて増加するものの、<u>15%</u>を下回っている。</p> <p>また、初期条件の炉心流量が少ない場合(定格流量の<u>85%</u>)には、<u>第2.5.3-1(11)図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約<u>1,155℃</u>であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約<u>820℃</u>に比べて上昇するものの、<u>1,200℃</u>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<u>4.3%以下</u>であり、リウエットを考慮した場</p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施(東海第二では炉心流量85%をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 ・解析結果の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>料被覆管厚さの <u>3%以下</u> に比べて上昇するものの、15%を下回っている。</p> <p>※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差(高々約0.3MPa)を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「2.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合、その最高値は、原子炉圧力の最高値 <u>(8.97MPa)</u> に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差(高々約0.3MPa)を加えた値の <u>9.27MPa</u> となるが、この値は最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を下回っている。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 2.5.5, 2.5.6)</u></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し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作については、<u>自動減圧系の自動起動阻止操作が行われなかった場合でも、自動減圧系の作動による原子炉減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには、低圧注水系による注水が可能に原子炉が減圧されるまで約160秒の時間があり、この間に自動起動阻止操作及び開放された逃がし安全弁の閉止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき、実際にはこの間についても操作時間として確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>運転状態の原子炉圧力(約7MPa)から逃がし安全弁 <u>8個</u> で減圧する場合について、<u>同操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、原子炉圧力(図 2.1.6 参照)は逃がし安全弁 8個による減圧開始後約160秒で約2MPaまで低下している。このことから、自動減圧系の作動により逃</u></p>	<p style="text-align: right;"><u>(添付資料 2.5.5)</u></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し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、解析上、ドライウエル圧力高(13.7kPa [gage])及び原子炉水位異常低下(レベル1)の設定点に到達し自動減圧系のタイマーが作動するのは事象発生約 <u>232秒</u> 後であり、仮に、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には、この120秒後に逃がし安全弁(自動減圧機能)が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施し、自動開放した逃がし安全弁を閉止することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。</p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能) <u>7個</u> にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 <u>160秒</u> で原子炉圧力が約2MPa [gage]まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生約 <u>4分後から約270秒程</u></p>	<p>合における燃料被覆管厚さの <u>1%以下</u> に比べて上昇するものの、15%を下回っている。</p> <p>※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差(高々約0.3MPa)を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「2.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合、その最高値は、原子炉圧力の最高値 <u>(8.74MPa)</u> に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差(高々約0.3MPa)を加えた値の <u>9.04MPa</u> となるが、この値は最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa)を下回っている。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 2.5.6, 2.5.8)</u></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し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、<u>解析上、格納容器圧力高(13.7kPa [gage])及び原子炉水位低(レベル1)の設定点に到達し自動減圧系等のタイマーが作動するのは事象発生約7.9分後であり、仮に、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には、この自動減圧系のタイマー作動後の120秒後に逃がし安全弁(自動減圧機能付き)が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに自動減圧系等の起動阻止操作を実施し、自動開放した逃がし安全弁を閉止することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系等からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。</u></p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能付き) <u>6個</u> で減圧する場合について、<u>同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約130秒で約2MPa[gage]まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生約5分後から約7.1分程度の時間余裕がある。</u></p>	<p>【柏崎6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 柏崎6/7は、減圧開始から注水までの操作時間余裕について記載(島根2号炉、東海第二は減圧開始前と注水までの操作時間余裕をそれぞれ記載)。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。</p>

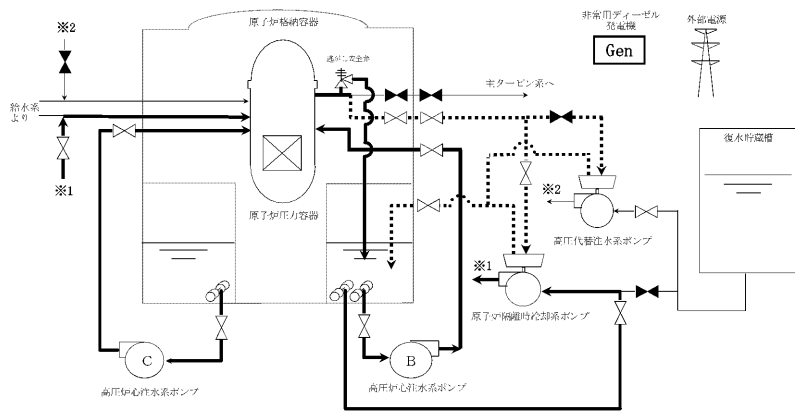
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>がし安全弁8個による減圧が開始された場合であっても、減圧開始から約160秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで、低圧注水系による原子炉注水を防止できる。</u></p> <p>ほう酸水注入系運転操作は、手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主に<u>サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温の高警報の発報から10分程度あり、操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.4, 2.5.10)</p>	<p><u>度の時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作については、<u>操作開始時間が遅れた場合には未臨界達成タイミングが遅れることで格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度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プレッション・プール水温度の最高値はそれぞれ約0.20MPa [gage]、約115℃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0.62MPa [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。</u></p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作については、<u>操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度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、サプレッション・プール水温度の最高値は約115℃から上昇するが、サプレッション・プール水温度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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.4, 2.5.8)</p>	<p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作については、<u>手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系等の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、<u>操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度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、サプレッション・プール水温度の最高値は約110℃から上昇するが、サプレッション・プール水温度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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.5, 2.5.9, 2.5.10)</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 記載表現は異なるが、ほう酸水注入系運転操作の開始時間の不確かさが格納容器圧力及び温度に与える影響が小さいことを説明しており、実質的な相違なし。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</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。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(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。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(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。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.5.4 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>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 12名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の <u>72名</u>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「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>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水については、<u>事象発生初期に復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバ・プールに水源が切り替わった後は、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。</u></p> <p>なお、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>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非常用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日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kL</u>の軽油が必要となる。<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を</u></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>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>10名</u>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 <u>災害対策要員(初動)の39名</u>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「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>a. 水源</p> <p>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ついては、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、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でも同様の対応となる。</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非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給を想定し、事象発生後7日間<u>これらを最大負荷で運転した場合、合計約755.5kL</u>の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約800kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル</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>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>11名</u>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 <u>運転員、緊急時対策要員等の45名</u>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「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>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ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)による原子炉格納容器除熱については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。</u></p> <p>なお、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>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非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、<u>保守的に事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有し</u>ており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル</p>	<p>備考</p> <p>・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員11名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は，サブプレッション・チェンバが水源である。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 ・燃料評価結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p>

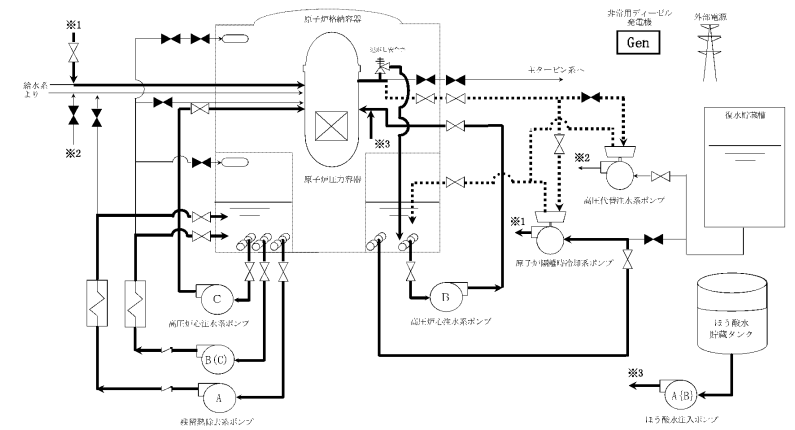
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,519kL)。</p> <p><u>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シナリオ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による電源供給を想定した場合においても、<u>6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</u></p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)による電源供給について、7日間の継続が可能である。緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。 (添付資料2.5.9)</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シナリオ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。<u>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約951kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</u></p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.5.10)</p>	<p>発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、<u>保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u> (添付資料2.5.13)</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シナリオ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た場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、<u>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。</u></p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は必要負荷に対して外部電源で電源供給を行う。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.5.5 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、原子炉停止機能を喪失し、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。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冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水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・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。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、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水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・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>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</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、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「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ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、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・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。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、ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、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・プール冷却系）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、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</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、原子炉停止機能を喪失し、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。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ATWS緩和設備（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、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）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。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ATWS緩和設備（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＋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、ATWS緩和設備（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、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）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>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</p>	

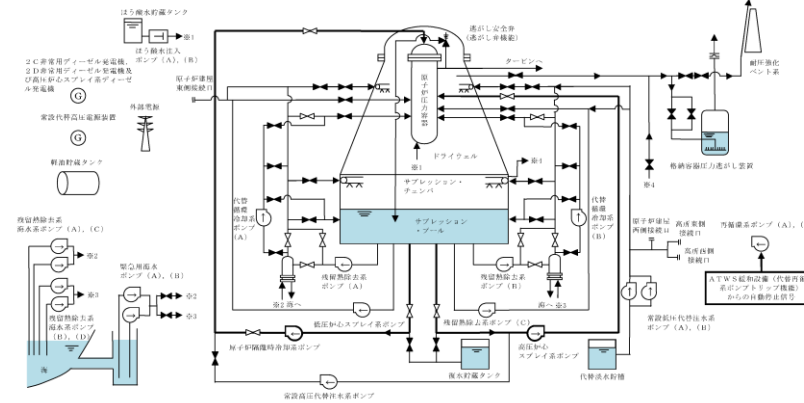
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>り、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.5.6, 2.5.7, 2.5.8, 2.5.9)</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u>による炉心流量の低減、<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系</u>による原子炉水位の維持、<u>ほう酸水注入系</u>による炉心へのほう酸水の注入、<u>残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>り、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u>による炉心流量の低減、<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉水位の維持、<u>ほう酸水注入系</u>による炉心へのほう酸水の注入、<u>残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)</u>による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>り、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.5.7, 2.5.8, 2.5.9, 2.5.11, 2.5.12)</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源も供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>ATWS緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)</u>による炉心流量の低減、<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉水位の維持、<u>ほう酸水注入系</u>による炉心へのほう酸水の注入、<u>残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</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) (原子炉減圧及び原子炉注水)

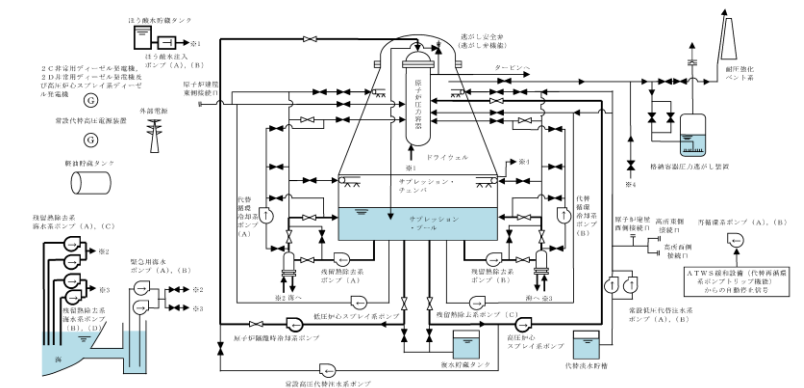


第 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



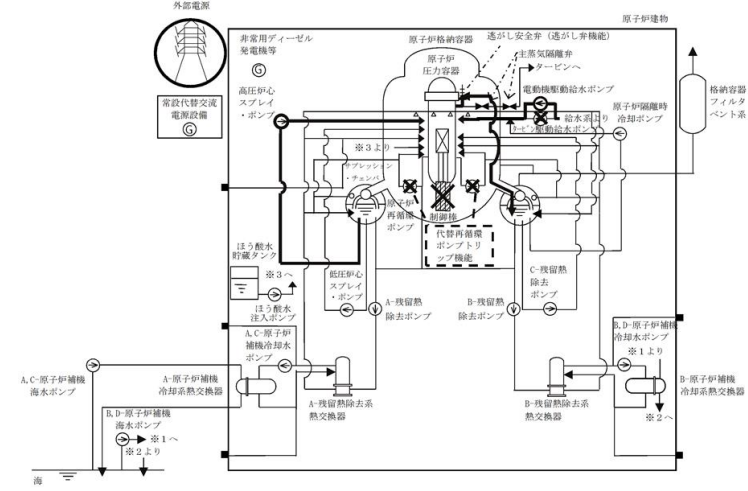
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)

(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水並びに A-TWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) による原子炉出力の抑制段階)

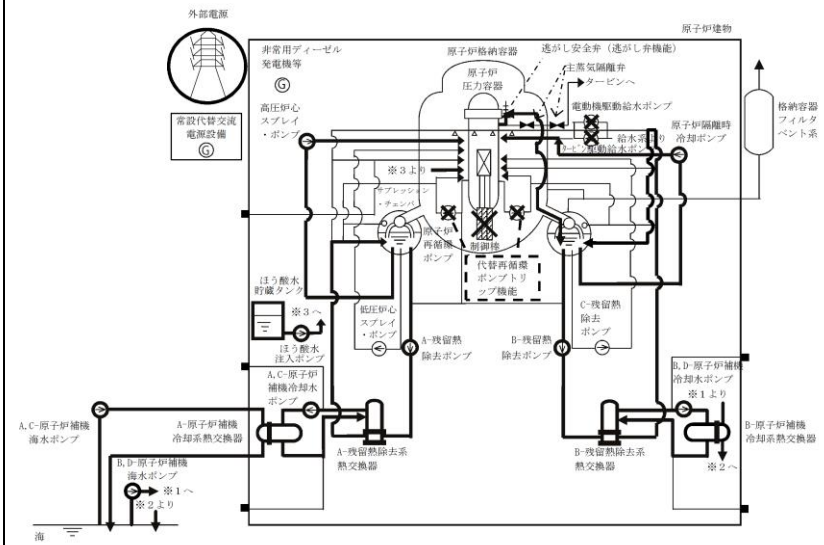


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)

(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



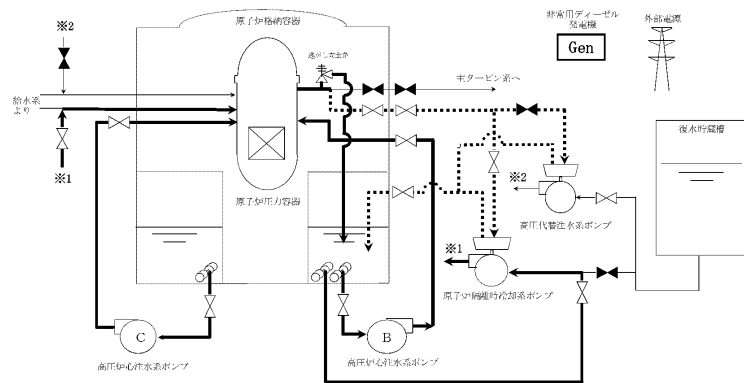
第 2.5.1-1(1) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)



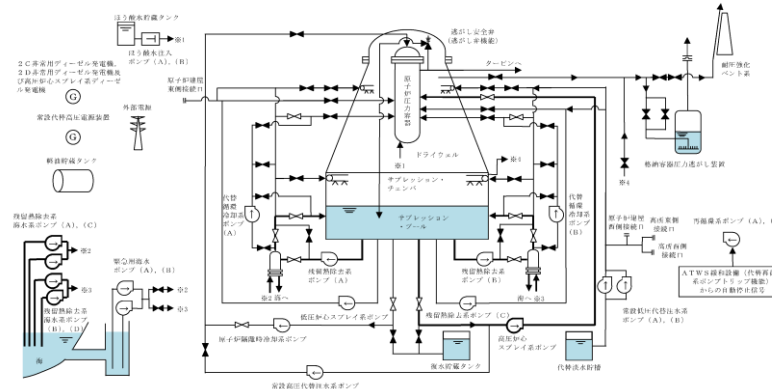
第 2.5.1-1(2) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

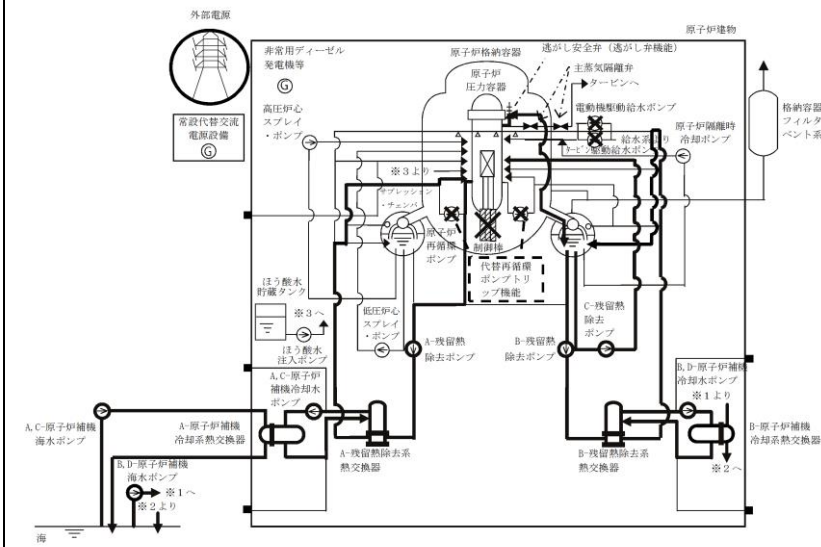


第 2.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



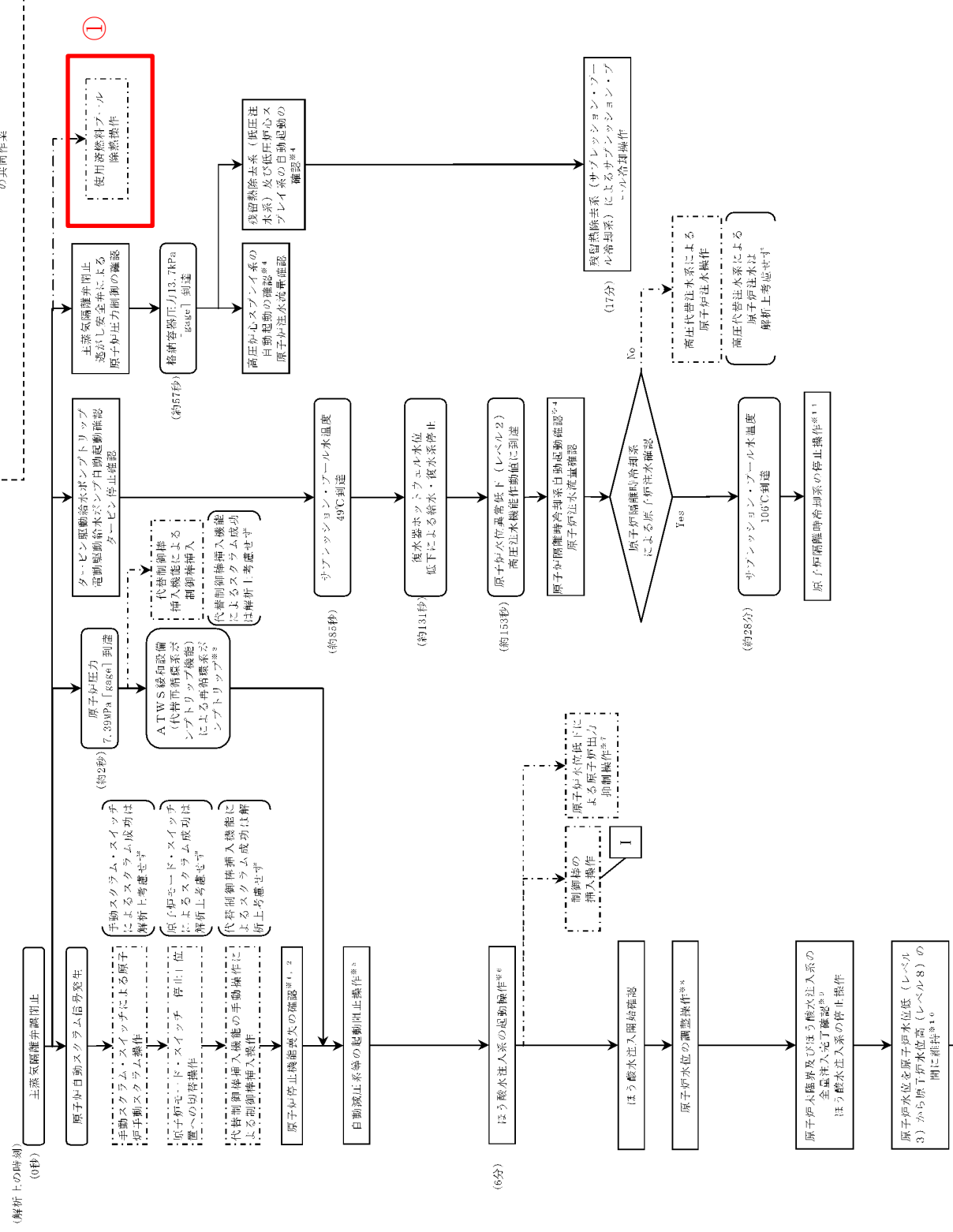
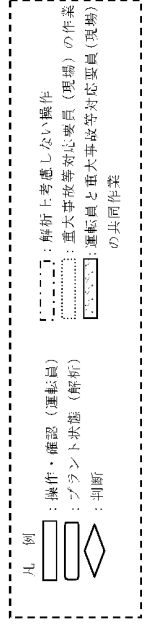
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

(高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



第 2.5.1-1(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 (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

相違理由は、島根2号炉「第2.5.1-2図「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

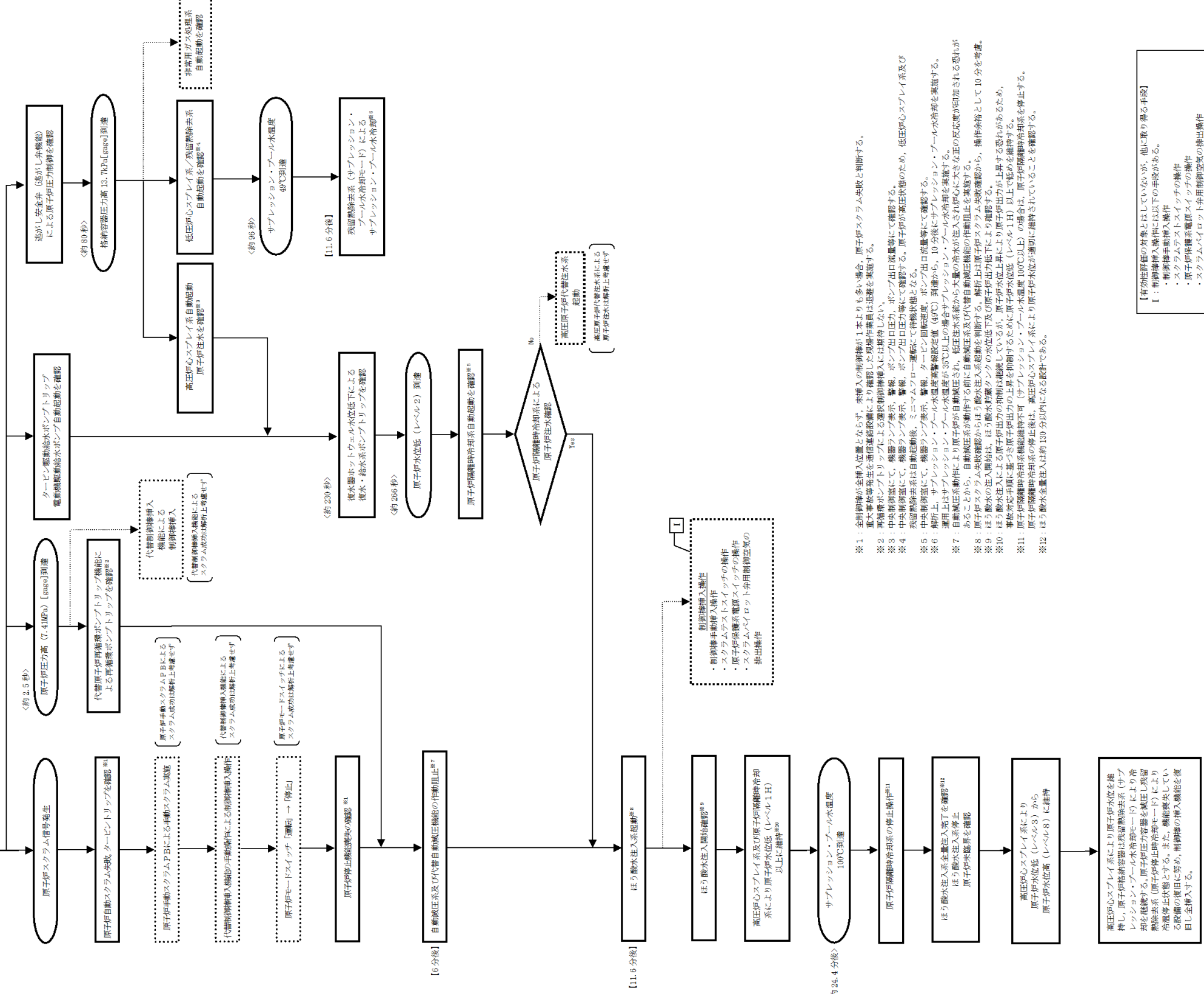
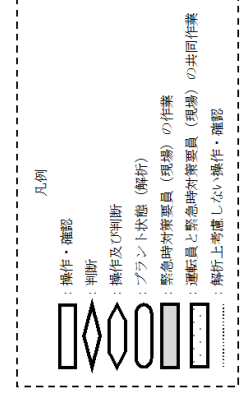


- ※1 重大事故発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を要する。
- ※2 制御室が全炉人位置まで押入されたことが確認できない場合、原子炉システム失敗と判断する。
- ※3 再循環系がサブトリップによる運転制御機能喪失により停止しない。
- ※4 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力警報にて発覚する。原子炉が高出状態のため、低圧炉心スプレッド冷却系及び残熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブポンプシステム・フェール切り換え操作
- ※5 自動戻り系又は過渡時自動戻り機能の作動により原子炉が自動戻り圧力低下状態となる。原子炉が停止後炉心スプレッド冷却系により多量の冷水が原子炉に注入され、原子炉水位が急激に上昇すると、炉心に入ることによる炉心温度の上昇が懸念されることから、原子炉停止後残熱除去の確保後に自動戻り系の自動戻り操作を実施する。
- ※6 原子炉停止機能喪失の発生は、中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、原子炉水位低下による原子炉出力の抑制による。
- ※7 原子炉停止機能喪失の発生後、運転員は原子炉水位を監視し原子炉出力を抑制することによって原子炉出力を抑制するが、原子炉停止後冷却水・炉水系の停止に伴い原子炉水位は低下し、その後、原子炉水位の低下に伴い原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。原子炉水位が低下した段階までは、高圧炉心スプレッド冷却系により原子炉水位を戻し(レベル1)付定で低めに維持する。
- ※8 原子炉水位が低下した段階から125分以内となる設計である。全量注入を確認した後に原子炉水位を戻す(レベル3)から原子炉水位を戻す(レベル8)の間に維持する。
- ※9 原子炉水位を戻す(レベル3)から原子炉水位を戻す(レベル8)の間に維持する。
- ※10 原子炉水位を戻す(レベル3)から原子炉水位を戻す(レベル8)の間に維持する。
- ※11 原子炉水位を戻す(レベル3)から原子炉水位を戻す(レベル8)の間に維持する。

第2.5-2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

【有効性評価の対象としていないが他に取ら得る手段】

- 高圧炉心スプレッド冷却系により原子炉水位を維持し、残熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による放熱除去を継続する。また、機能喪失している設備の復旧を試み、設備復旧の再開を促す。
- 原子炉停止後炉心スプレッド冷却系により多量の冷水が原子炉に注入され、原子炉水位が急激に上昇すると、炉心に入ることによる炉心温度の上昇が懸念されることから、原子炉停止後残熱除去の確保後に自動戻り系の自動戻り操作を実施する。



第 2.5.1-2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

・解析条件の相違
【東海第二】
 ①島根2号炉は、燃料プール冷却系の停止を想定していないため記載していない。

- ※1: 全制御系が停止しない限り、手動による制御が1本より多い場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※2: 再循環ポンプの運転異常発生を通過異常検出により検出した場合は、現場作業員は迅速に確認を行う。
- ※3: 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出力低下、ポンプ出力流量等にて確認する。
- ※4: 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出力低下、ポンプ出力流量等にて確認する。
- ※5: 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出力流量等にて確認する。
- ※6: 運用上はサブプレシジョン・プール水温度が35℃以上の場合は、低圧注水系統から注水が行われ、低圧注水系統が稼働する。
- ※7: 自動減圧装置が動作する前に自動減圧装置及び代替自動減圧装置の稼働確認を行う。
- ※8: 原子炉スクラム失敗後、低圧注水系統が稼働しているが、原子炉水位低下により原子炉出力が上昇する恐れがあるため、事故発生手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために、原子炉水位低 (レベル1H) の場合は、原子炉降圧時冷却系を停止する。
- ※9: 原子炉降圧時冷却系の停止後は、高圧注水系統により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。
- ※10: 原子炉降圧時冷却系の停止後は、高圧注水系統により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。
- ※11: 原子炉降圧時冷却系の停止後は、高圧注水系統により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。
- ※12: 原子炉降圧時冷却系の停止後は、高圧注水系統により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

【有効性評価の所載とはしていないが、他に取れる手段】

- ・制御室手動投入操作
- ・スクラムシステムスイッチの操作
- ・原子炉降圧時冷却系電源スイッチの操作
- ・スクラムシステムスイッチの操作

原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)												備考	
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮		事象発生 ▽原子炉スクラム失敗確認 ▽約34秒 格納容器圧力高 (13.7kPa[gage]) 到達 ▽約43秒 サプレッション・チェンバ・プール水温度高「49℃」到達 ▽約173秒 給復水ポンプトリップ (復水器ホットウェル水位低による) ▽約191秒 原子炉水位低 (レベル2) ▽約215秒 原子炉水位低 (レベル1.5) ▽約239秒 原子炉水位低 (レベル1) ▽プラント状況判断														
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡															
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)															
	運転員 (現場)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・主蒸気隔離弁 全閉確認、逃がし安全弁による原子炉出力制御確認 ・原子炉スクラム失敗確認 ・タービン・トリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 自動起動確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・給復水ポンプトリップ、原子炉水位低下確認	10分													
自動減圧系 自動起動阻止	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・AHS自動起動阻止BIS「阻止」 ・AHS起動信号リセットPB「リセット」	30秒													
残留熱除去系 運転モード切替え操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・残留熱除去系 ・低圧注水モードサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード ・サプレッション・チェンバ・プール冷却状況監視	残留熱除去系3系統 (サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動)													
ほう酸水注入系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ほう酸水注入系 起動 ・注入状況監視	ほう酸水全量注入完了まで運転継続													
制御棒手動挿入、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・代替制御棒挿入故障記録 ・制御棒電線挿入停止													対応可能な要員により対応する	
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 流量調整 ・高圧炉心注水系 流量調整	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持 有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持													
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	0人	0人	0人																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 2.5.5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

相違理由は、島根 2号炉「第 2.5.1-3 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

相違理由は、島根2号炉「第2.5.1-3図「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				原子炉停止機能喪失														
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は操作員氏 移動してきた要員			経過時間(分)										備考				
	責任者	当直要員数	1人	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45		50			
原子炉停止機能喪失の確保及び状況観察	1人 A	-	-	3分														手動スクラム・スイッチ、原子炉冷却・スイッチ切替え及び代替制御挿入機によるスクラム成立は検討し考慮しないが、原子炉停止機能喪失の確保の確実性を考慮して3分ではこれらの操作時間を考慮して設定している。外部電源喪失の確保及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
	1人 B	-	-	10分														
自動減圧系等の起動停止操作	【1人】 A	-	-	1分														
ほう水注入系の起動操作	【1人】 A	-	-	2分														中性化反応の発生を確認した場合にも実施
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒の挿入操作	【1人】 A 【2人】 B, C	-	-															原子炉水位調整 16分 45分
残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-															6分 確認実施
原子炉水位の調整操作(原子炉降圧時参照)	【1人】 A	-	-															確認実施 サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した場合、原子炉降圧時冷却系を停止
原子炉水位の調整操作(高圧冷却スプレイ系)	【1人】 A	-	-															確認実施 ほう水全量注入終了まで原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)付近に維持し、全量注入終了後は原子炉水位を原子炉水位異常(レベル3)から原子炉水位異常(レベル2)の間に維持
常設代替交流電源装置による緊急用電源の受電操作	【1人】 B	-	-															適宜実施 原子炉停止機能喪失時に実施する
使用済燃料プールの燃焼操作	【1人】 A	-	-															適宜実施 20分 15分 原子炉停止機能喪失時に実施する 約25時間以内までに実施する
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人															

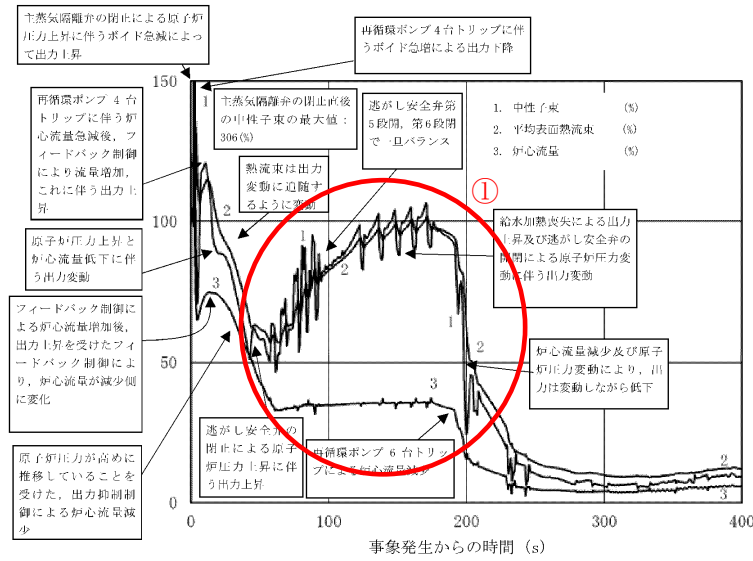
第2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

原子炉停止機能喪失

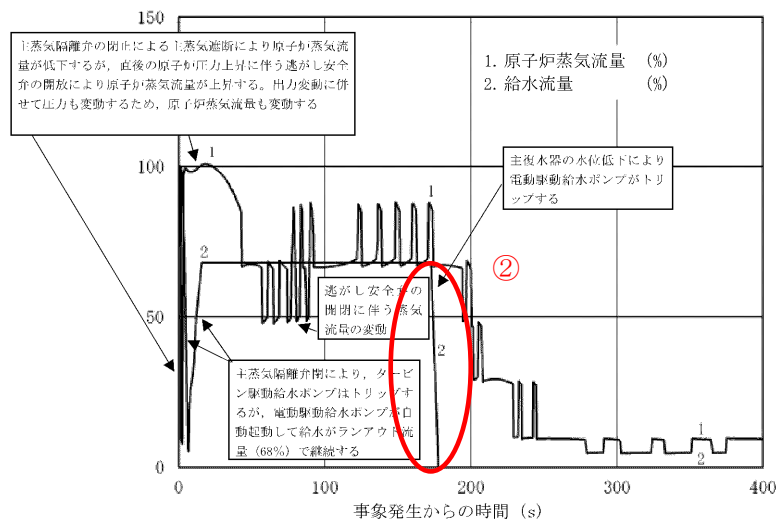
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)																	備考													
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34		36	38	40	42	44	46	48	50					
状況判断	責任者	当直副長	1人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡	事象発生 原子炉スクラム ▼ 約80秒 格納容器圧力高 (13.7kPa[gage]) 到達 ▼ 約96秒 サプレッション・プール水温度高 (49℃) 到達 ▼ 約230秒 電動機駆動給水ポンプトリップ (復水器水位低下による) ▼ 約266秒 原子炉水位低 (レベル2) ▼ プラント状況判断 ▼ 約7.9分 原子炉水位低 (レベル1) ▼ 11.6分 ほう酸水注入系起動 ▼ 約13.1分 炉心部へのほう酸水注入開始 ▼ 約24.4分 サプレッション・プール水温度100℃到達																															
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																																
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	緊急時対策要員 (現場)																																
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)																																	
状況判断	1人 A	—	—	・ 主監視隔離弁全閉確認/逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉自動スクラム失敗、タービントリップ確認 ・ 原子炉手動スクラムPBによる手動スクラム ・ 代替制御棒挿入機能の手動操作による制御棒挿入操作 ・ 原子炉モードスイッチ「停止」による原子炉スクラム ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動機駆動給水ポンプ自動起動確認 ・ 復水・給水系ポンプトリップ確認	5分																	解析上考慮せず														
	1人 B	—	—	・ 高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系自動起動確認 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 ・ 非常用ガス処理系自動起動確認	5分																	解析上考慮せず														
自動減圧系等の起動阻止	(1人) A	—	—	・ 自動減圧起動阻止スイッチ「阻止」 ・ 代替自動減圧起動阻止スイッチ「阻止」	1分																															
残留熱除去系運転モード切替え操作	(1人) B	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) から残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) へ切替え ・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 状況監視	6分																	2系統とも残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) へ切替え 適宜実施	解析上、11.6分後に起動 (サブプレッション・プール水温度高 (49℃) 到達から10分の操作余裕時間を考慮)													
ほう酸水注入系起動操作	(1人) A	—	—	・ ほう酸水注入系起動 ・ 注入状況監視	3分																	ほう酸水全量注入完了まで適宜状態を監視し、全量注入を確認した後にほう酸水注入系を停止	解析上、11.6分後に起動 (原子炉スクラム失敗確認から10分の操作余裕時間を考慮)													
制御棒挿入操作	(1人) A	—	—	・ 制御棒手動挿入操作	10分																	全制御棒全挿入又は1本のみ制御棒未挿入の状態まで挿入	解析上考慮せず													
	—	2人 C, D	—	・ スクラムテストスイッチの操作	6分																															
	—		・ 原子炉保護系電源スイッチの操作	10分																																
	—		・ 放射線防護具準備	15分																																
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	(1人) A	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の監視 ・ 原子炉隔離時冷却系の停止操作	サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した場合、原子炉隔離時冷却系を停止																															
高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	(1人) A	—	—	・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の監視 ・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の流量調整	原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1以上維持																															
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 C, D	—		1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。																															

- ・ 解析結果の相違に基づく相違。
- ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の相違。
- ・ 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認。

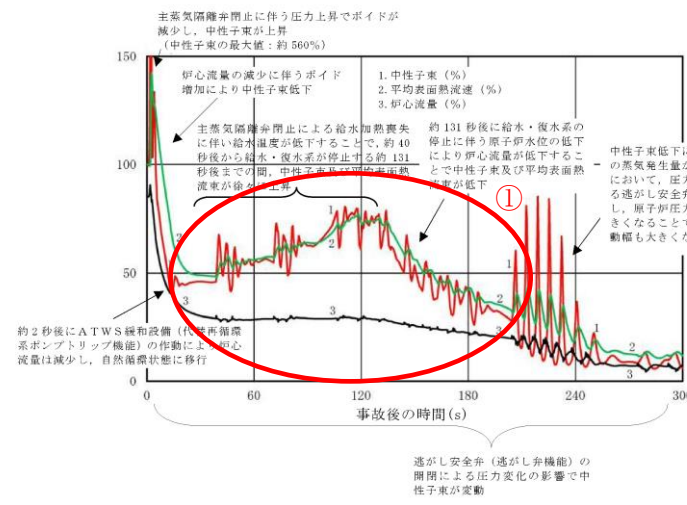
第 2.5.1-3 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間



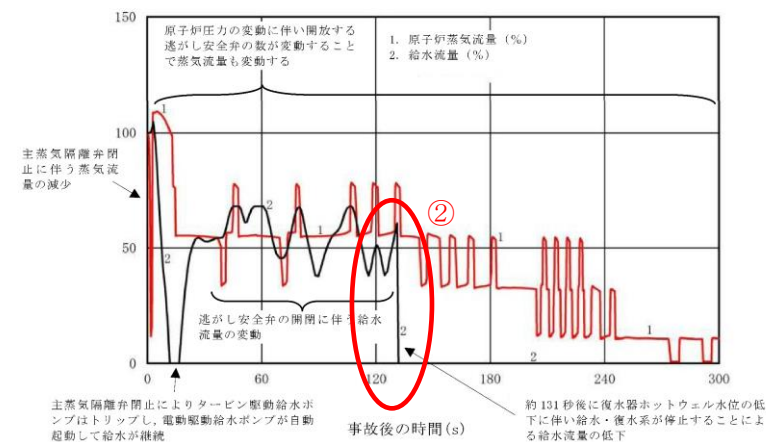
第 2.5.6 図 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



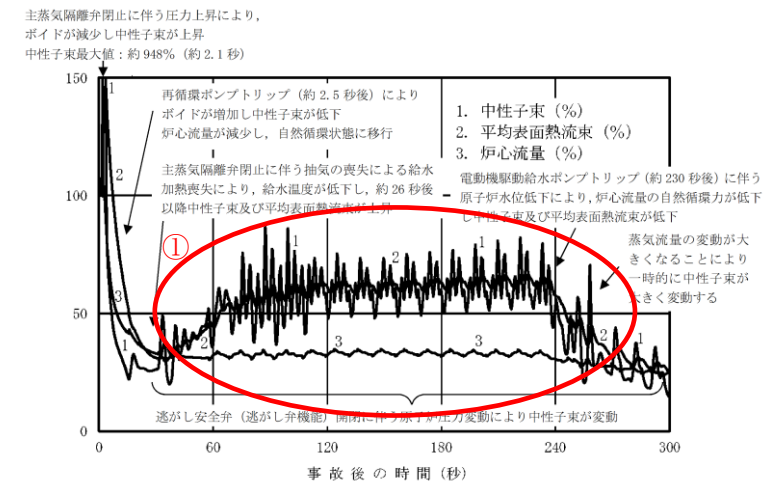
第 2.5.7 図 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



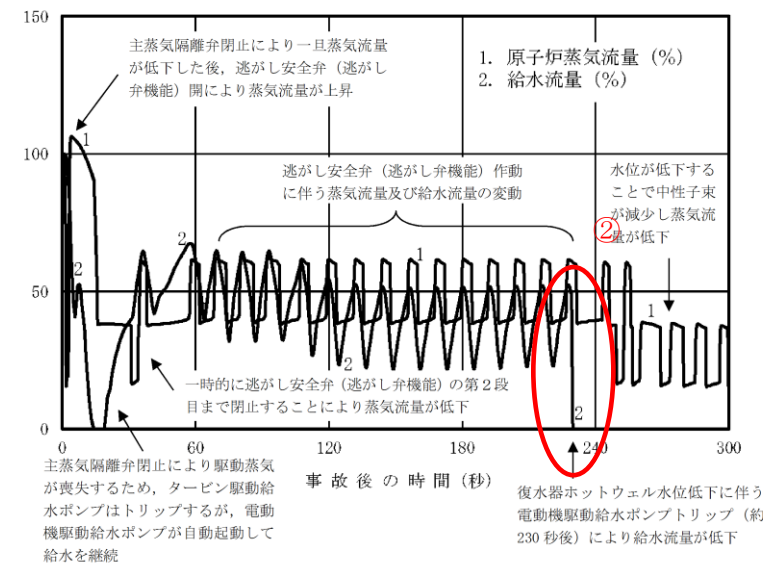
第 2.5-4 図 中性子束, 平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)

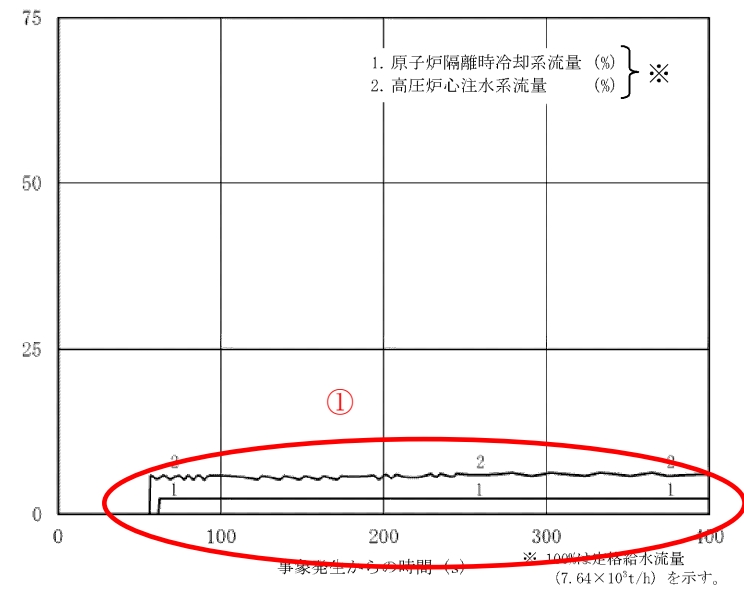


第 2.5.2-1(1) 図 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

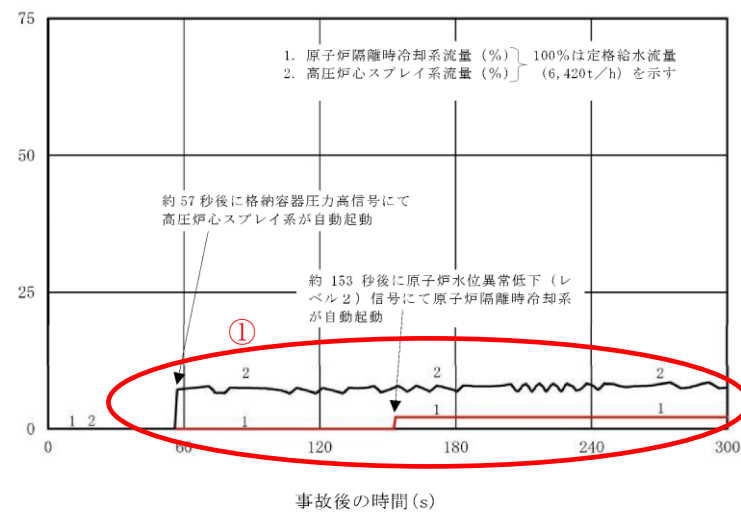


第 2.5.2-1(2) 図 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

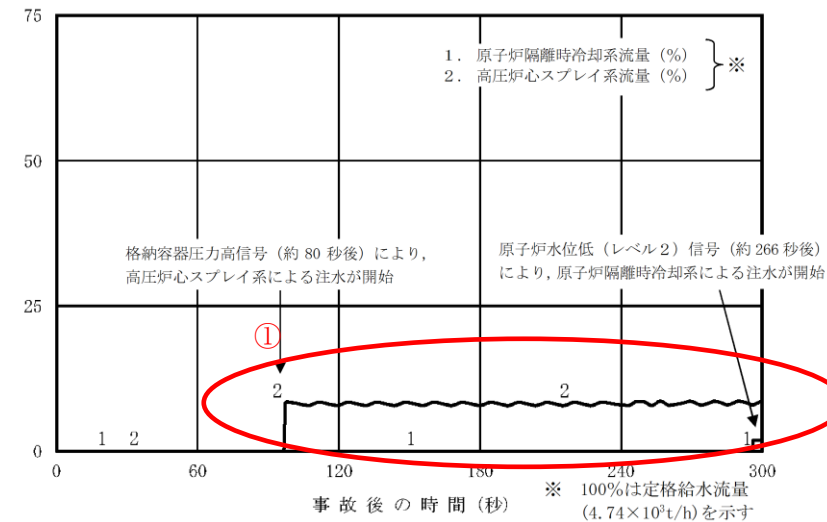
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①ABWRとBWRの設備の相違 (再循環ポンプトリップ台数及びトリップ条件並びに給水ポンプトリップタイミング, 原子炉水位低下速度の相違による中性子束等の挙動の相違)。
 再循環ポンプ (島根 2号炉) ポンプ台数 2台
 原子炉圧力高 全台トリップ (約 2.5 秒後) (東海第二)
 ポンプ台数 2台
 原子炉圧力高 全台トリップ (約 2 秒後) (柏崎 6/7)
 ポンプ台数 10台
 原子炉圧力高 4台トリップ (約 2 秒後)
 原子炉水位低 6台トリップ (約 191 秒後)
 ・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②給水ポンプトリップ時間の相違。
 (島根 2号炉)
 約 230 秒後 (柏崎 6/7)
 約 173 秒後 (東海第二)
 約 2.2 分後



第 2.5.8 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の流量の推移

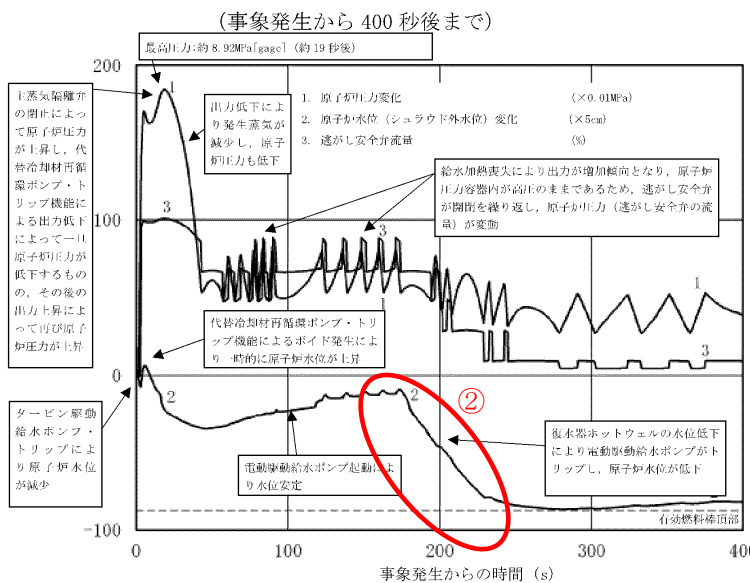


第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (短期)

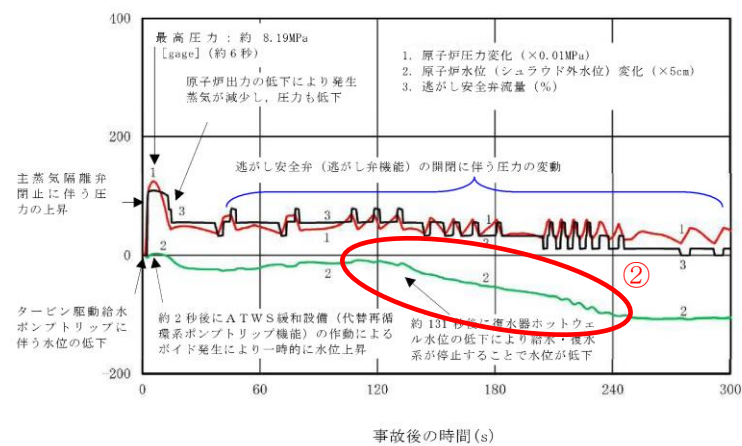


第 2.5.2-1(3) 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

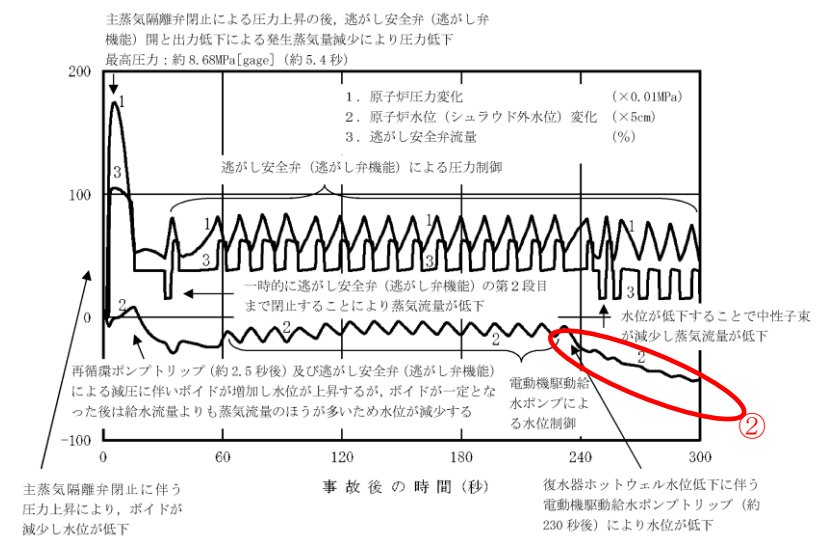
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①注水量の相違。
 島根 2 号炉 H P C S
 1, 050m³/h
 (1.38MPa[dif])
 柏崎 6/7 H P C F
 727m³/h
 (0.69MPa[dif])
 東海第二 H P C S
 1, 506m³/h
 (0MPa[dif])



第 2.5.9 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

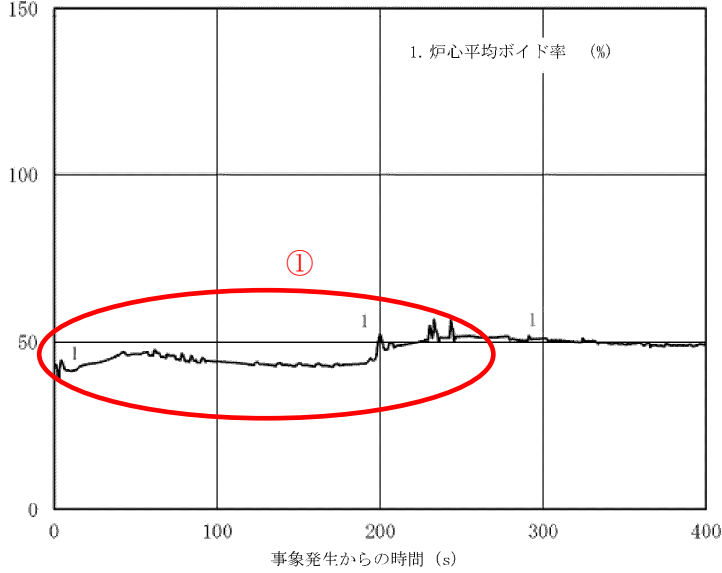
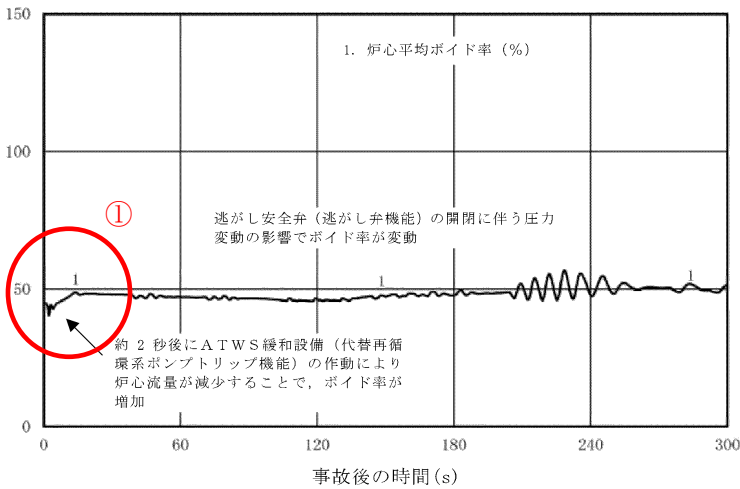
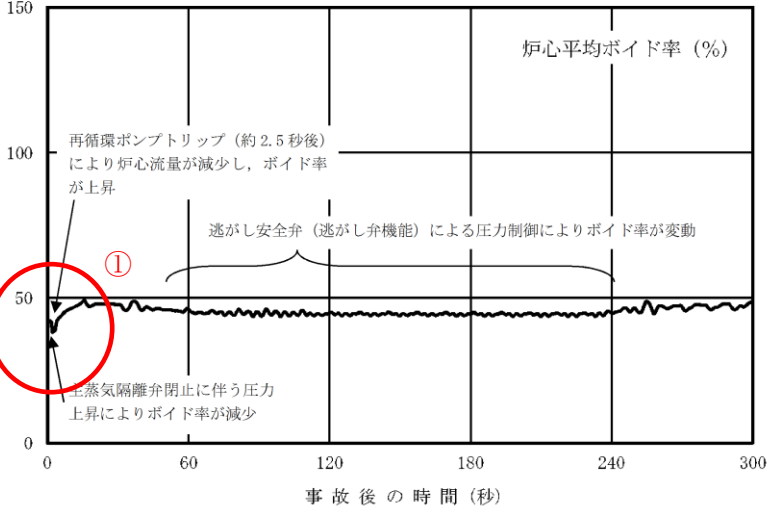


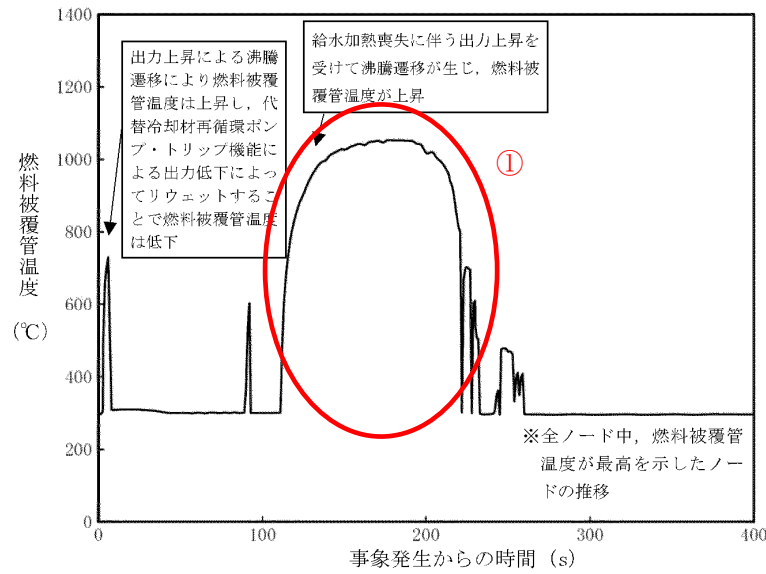
第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



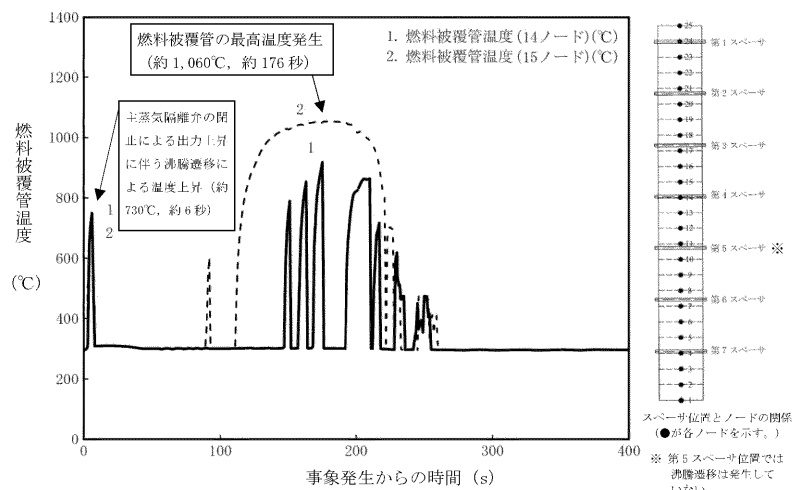
第 2.5.2-1(4) 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②注水流量の相違による原子炉水位低下速度の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p>1. 炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>①</p> <p>事故発生からの時間 (s)</p> <p><u>第 2.5.10 図 炉心平均ボイド率の推移</u> <u>(事象発生から 400 秒後まで)</u></p>	 <p>1. 炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>①</p> <p>逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の開閉に伴う圧力変動の影響でボイド率が変動</p> <p>約 2 秒後に ATWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) の作動により炉心流量が減少することで、ボイド率が増加</p> <p>事故後の時間 (s)</p> <p><u>第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)</u></p>	 <p>炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>①</p> <p>再循環ポンプトリップ (約 2.5 秒後) により炉心流量が減少し、ボイド率が上昇</p> <p>逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による圧力制御によりボイド率が変動</p> <p>主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇によりボイド率が減少</p> <p>事故後の時間 (秒)</p> <p><u>第 2.5.2-1(5) 図 炉心平均ボイド率の推移</u> <u>(事象発生から 300 秒後まで)</u></p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>① ABWR と BWR の設備の相違 (再循環ポンプトリップ台数及びトリップ条件)。</p> <p>(島根 2号炉, 東海第二)</p> <p>再循環ポンプ全台トリップによる炉心流量減少によりボイド率増加 (約 20 秒まで)</p> <p>(柏崎 6/7)</p> <p>再循環ポンプ 4 台トリップ等による炉心流量減少によりボイド率の増加 (約 50 秒まで)</p> <p>原子炉水位低下による再循環ポンプ 6 台トリップに伴う炉心流量低下によるボイド率の増加 (約 200 秒付近)</p>

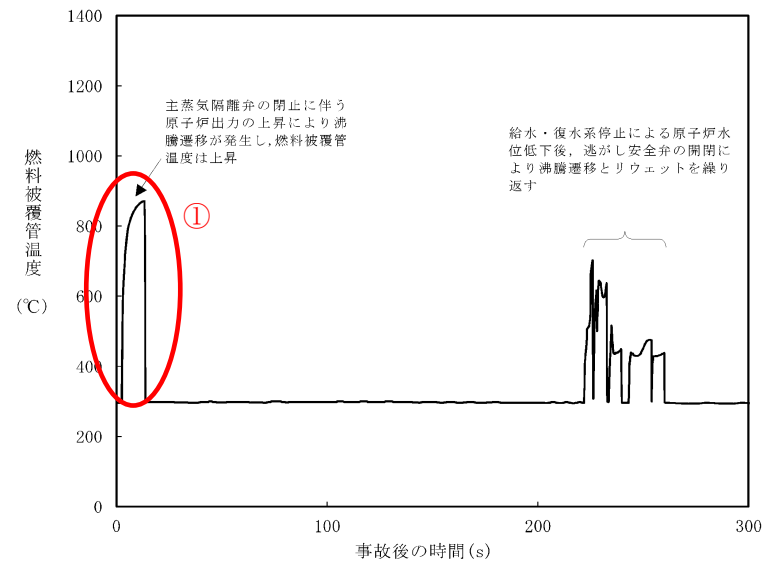


第 2.5.11 図 燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

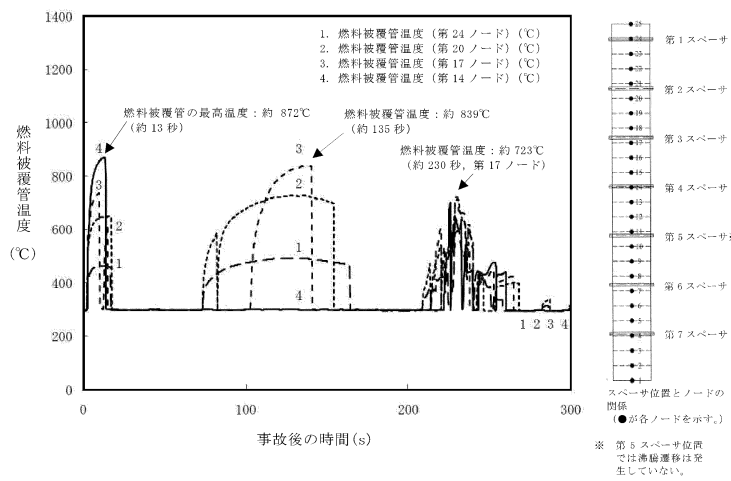


第 2.5.12 図 燃料被覆管温度※の推移 (14 ノード (第 4 スベーク位置) 及び 15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管温度を評価している。

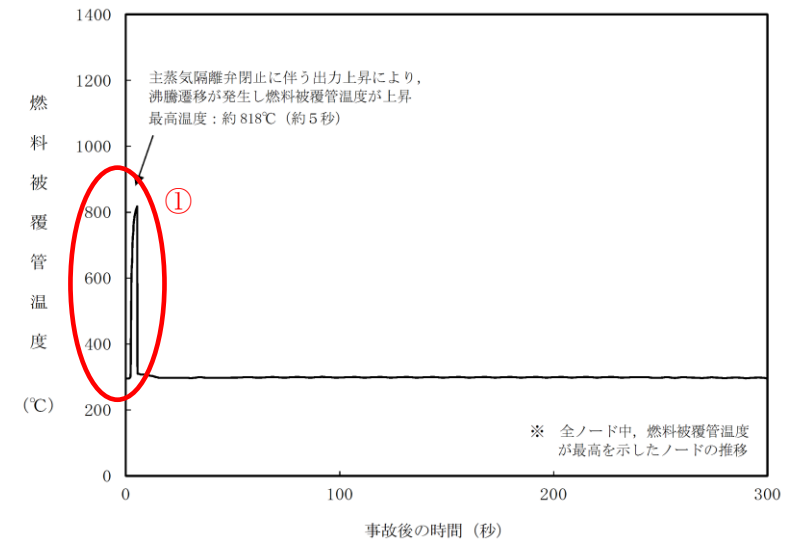


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

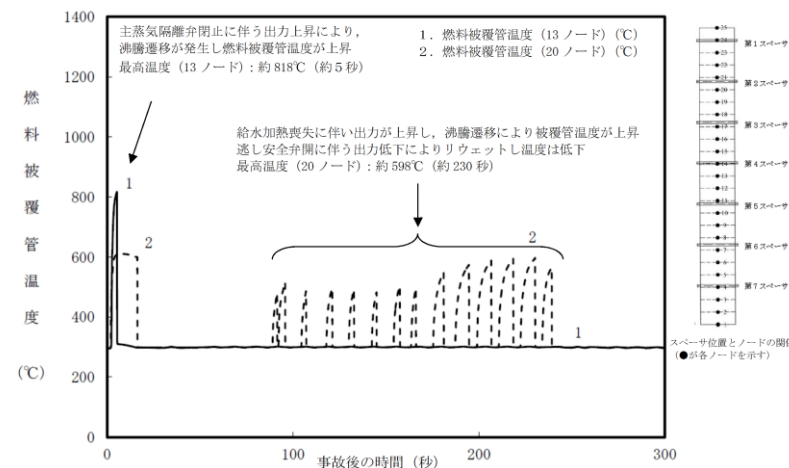


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)

燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。



第 2.5.2-1(6) 図 燃料被覆管温度※の推移 (13 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)



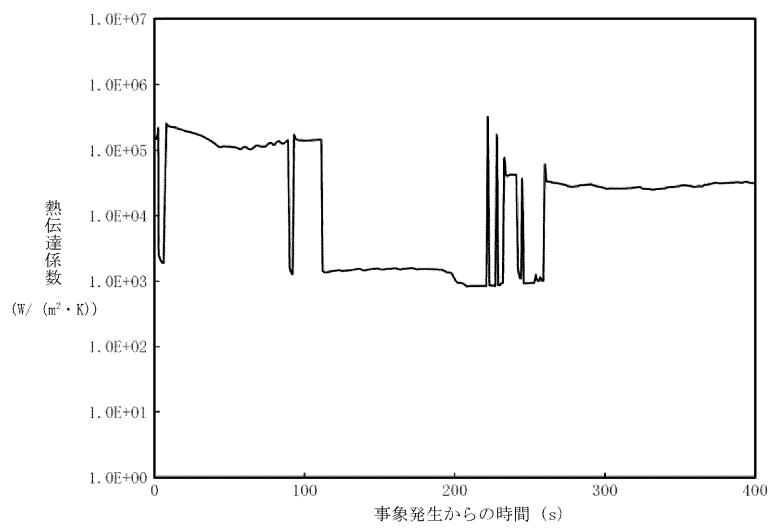
第 2.5.2-1(7) 図 燃料被覆管温度※の推移 (13 ノード及び 20 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している

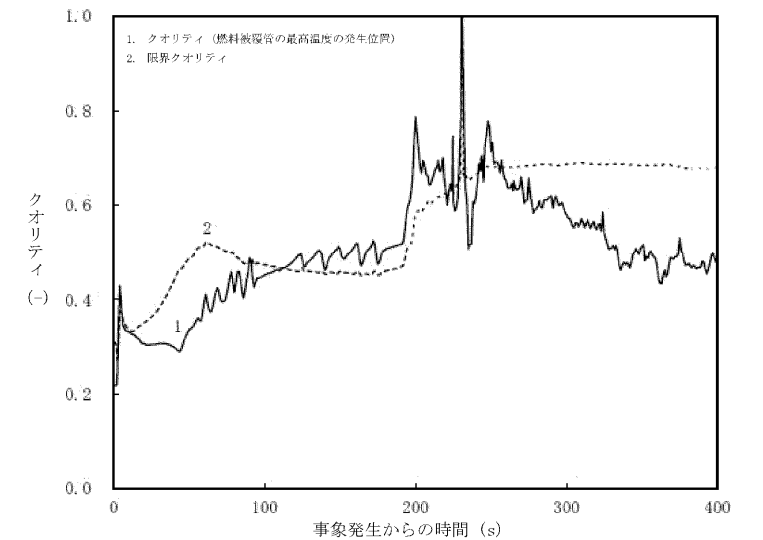
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
① ABWR と BWR の設備の相違により、事象初期以降も柏崎 6/7 では再循環ポンプ 6 台の運転が継続しているため、給水加熱喪失過程における出力上昇が大きく燃料被覆管温度が上昇。
島根 2 号炉と東海第二では、リウエットタイミングの違いにより、島根 2 号炉の方が燃料被覆管温度は低い。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

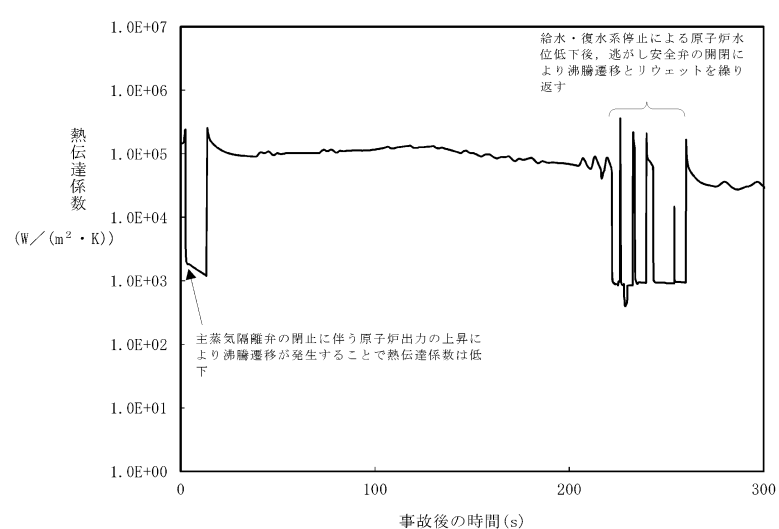


第 2.5.13 図 熱伝達係数の推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)

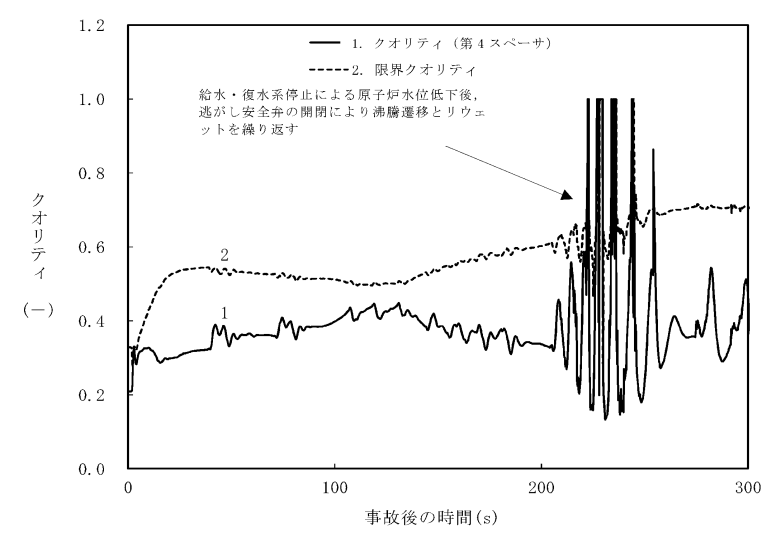


第 2.5.14 図 クオリティの推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

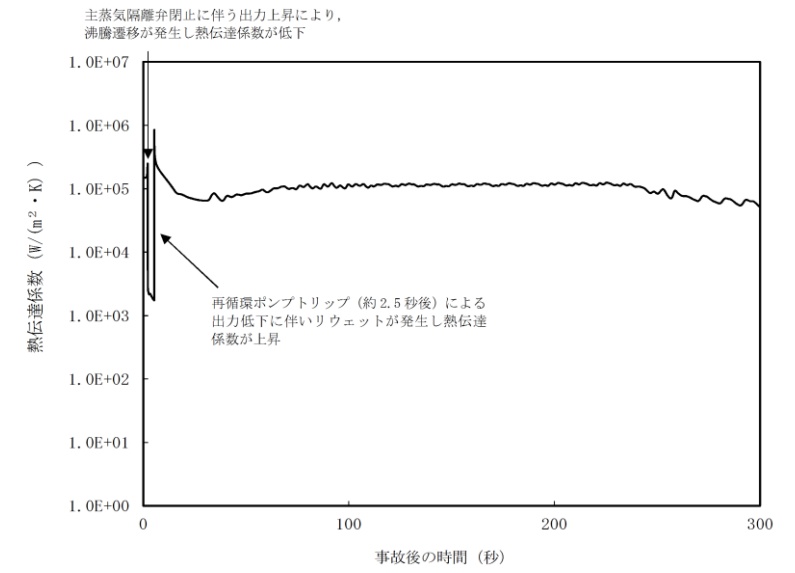


第 2.5-11 図 熱伝達係数 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

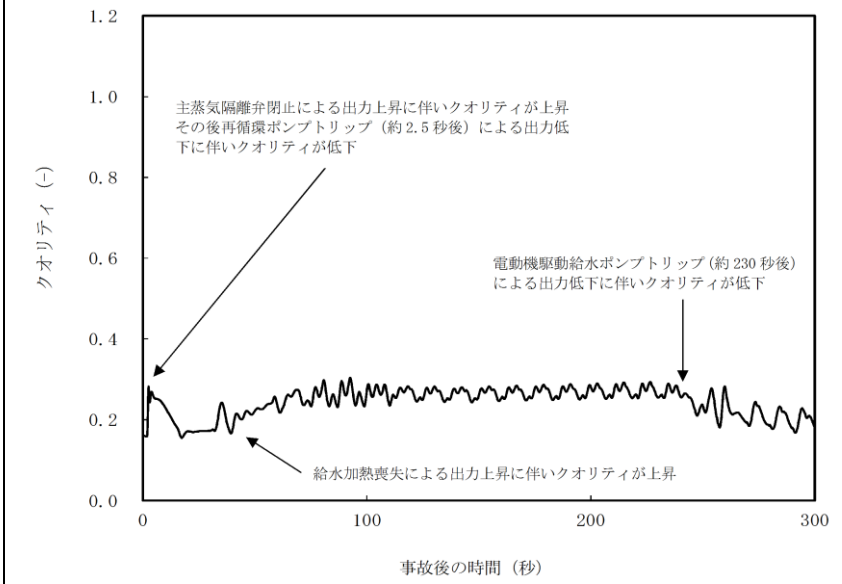


第 2.5-12 図 クオリティ (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

島根原子力発電所 2号炉



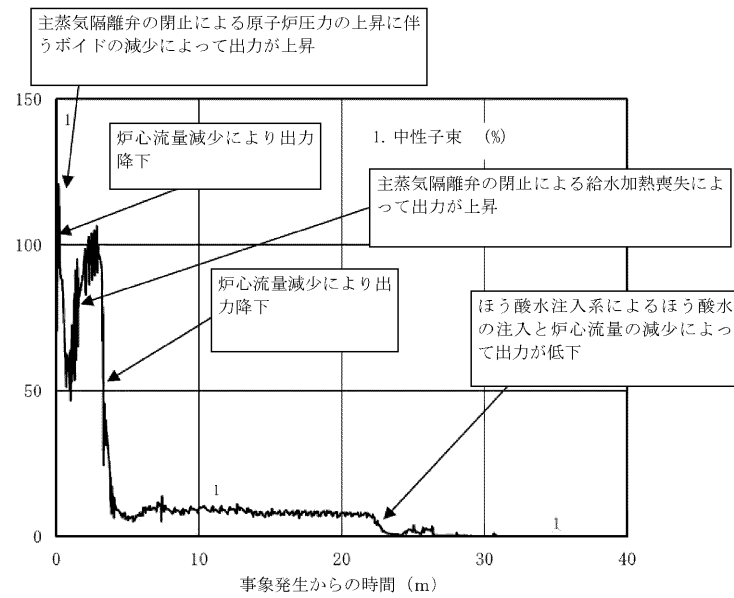
第 2.5.2-1(8) 図 熱伝達係数 (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



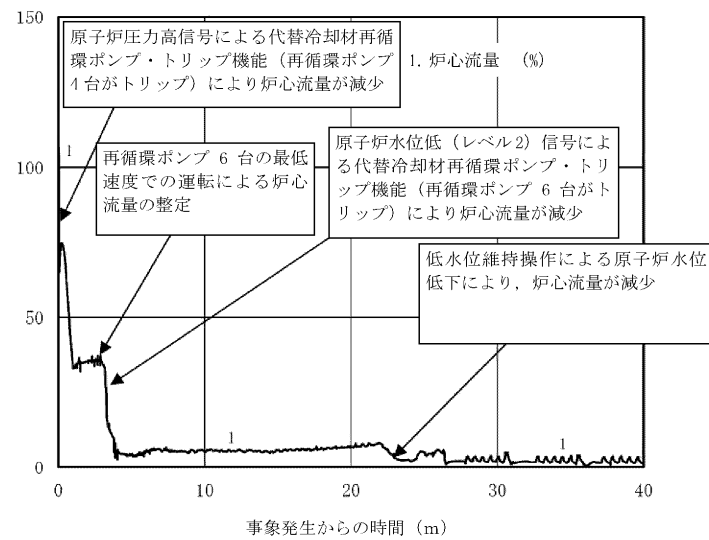
第 2.5.2-1(9) 図 クオリティ (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

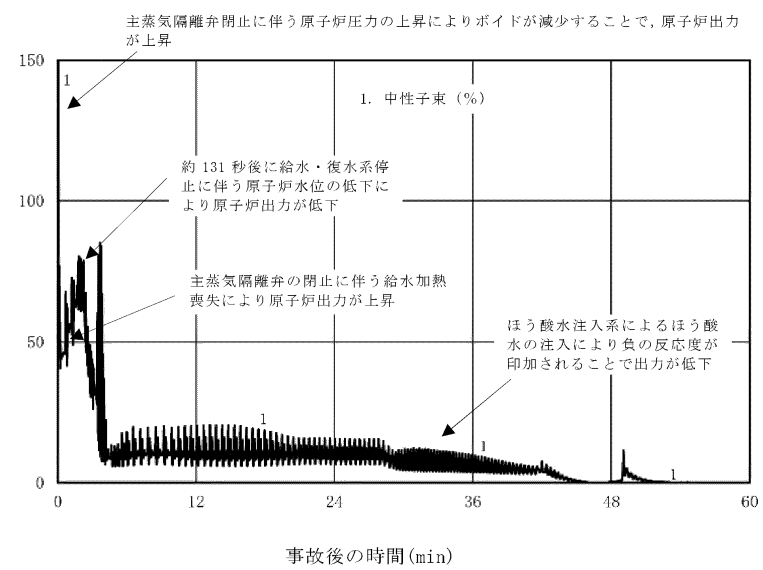
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



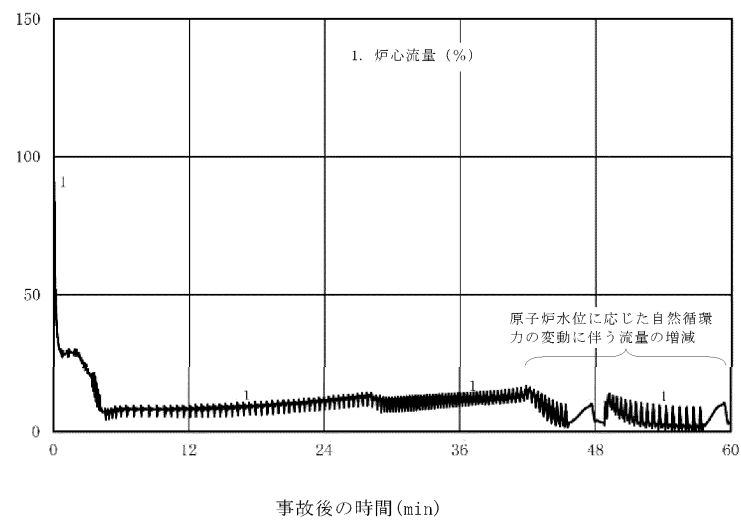
第 2.5.15 図 中性子束の推移 (事象発生から 40 分後まで)



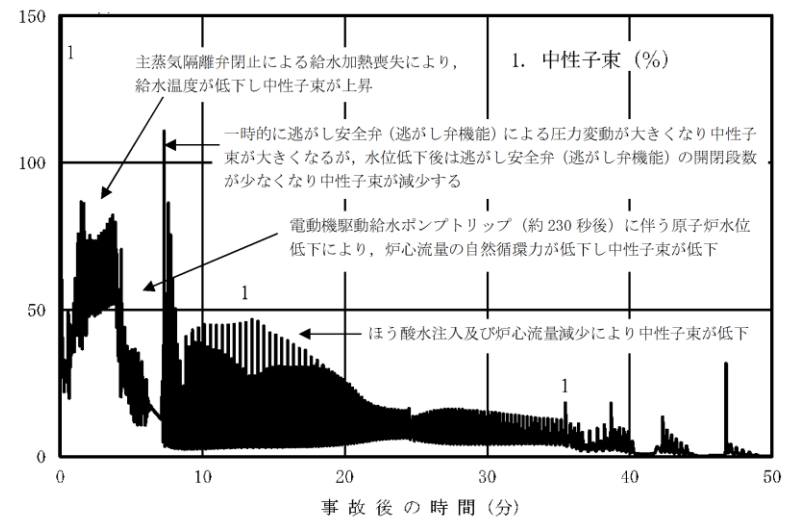
第 2.5.16 図 炉心流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)



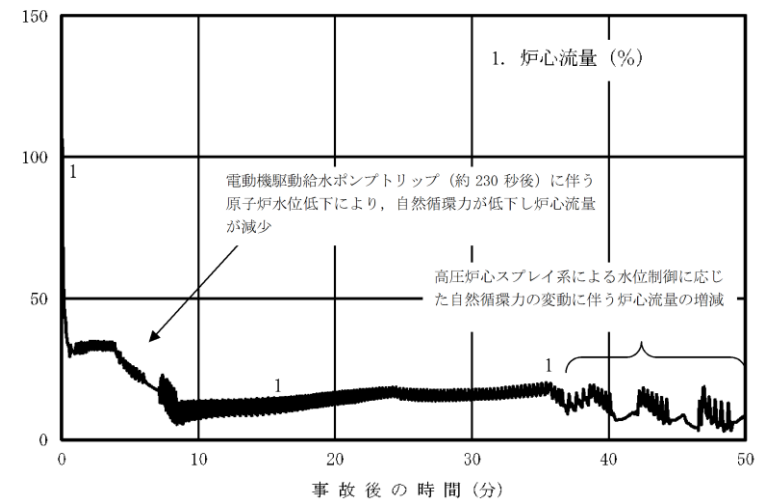
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



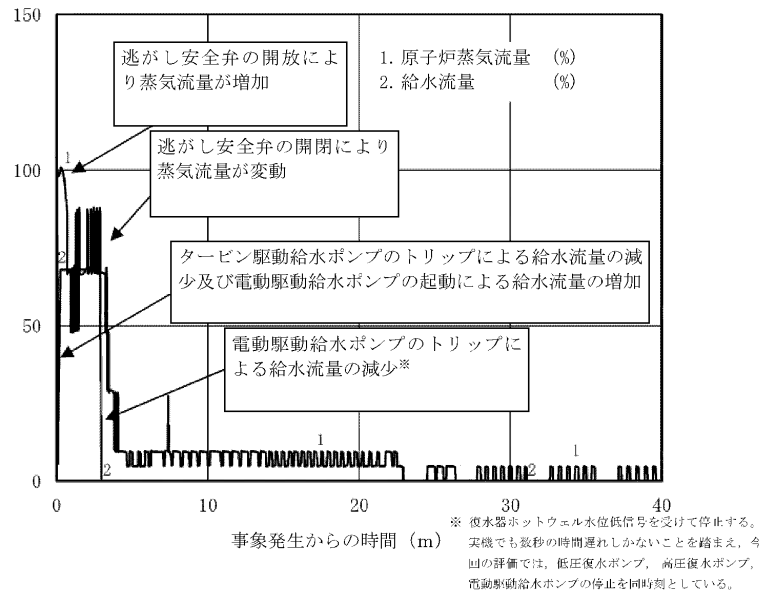
第 2.5.2-1(10) 図 中性子束の推移 (事象発生から 50 分後まで)



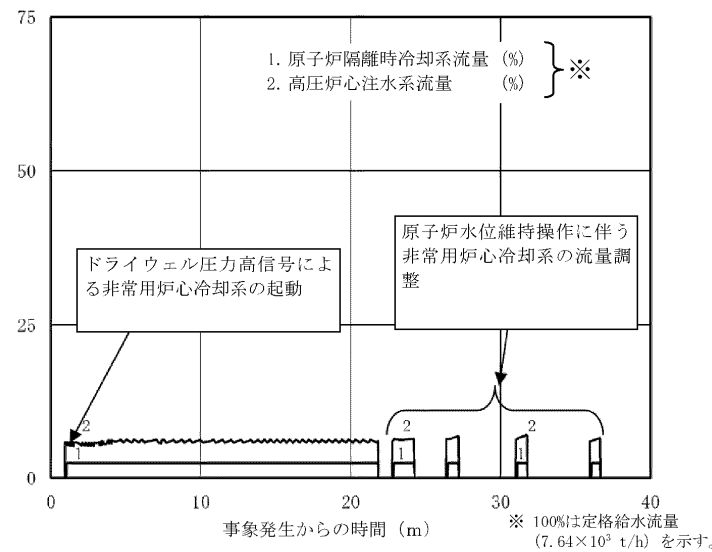
第 2.5.2-1(11) 図 炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

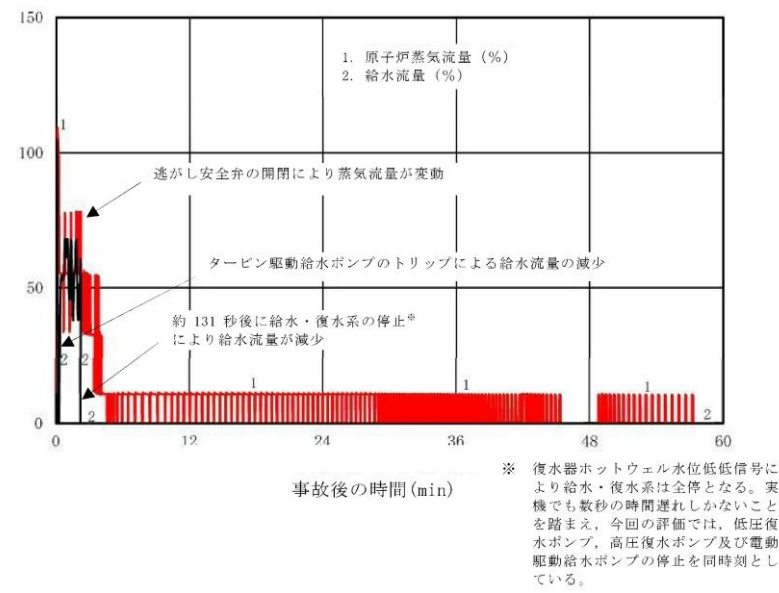
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



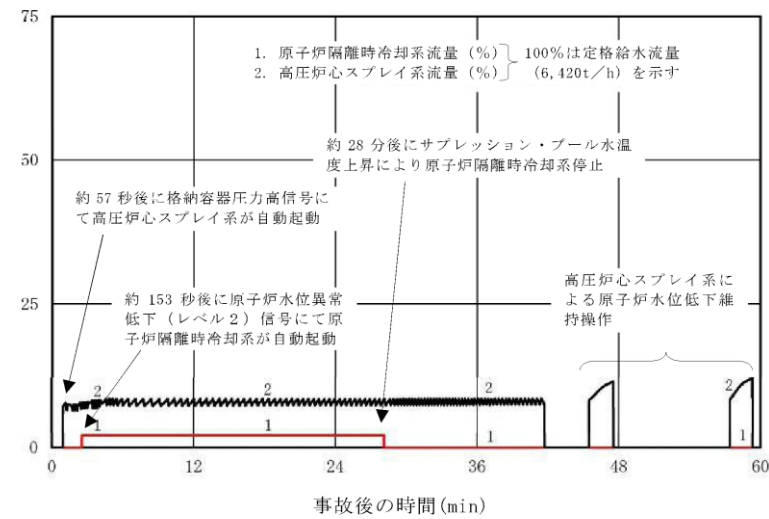
第 2.5.17 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 40 分後まで)



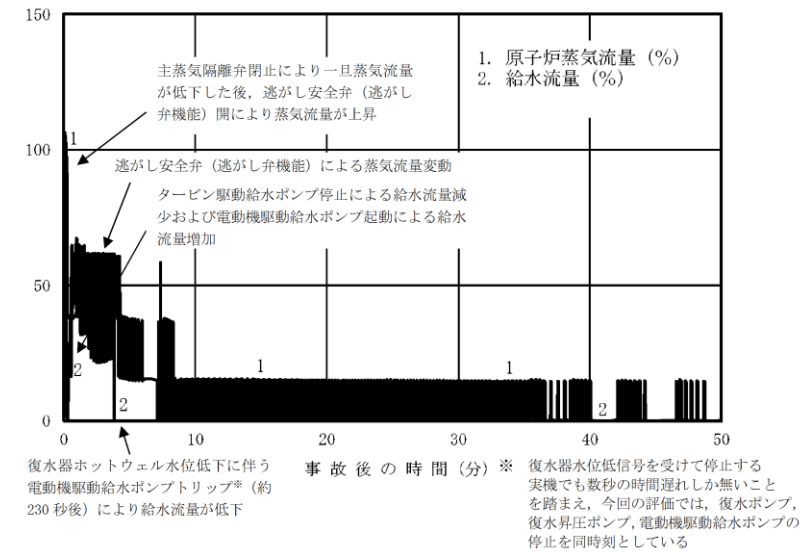
第 2.5.18 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
(事象発生から 40 分後まで)



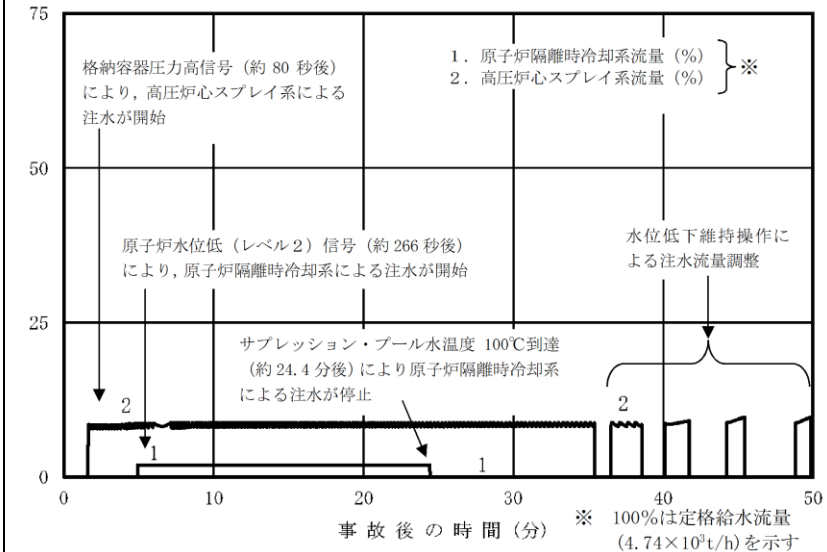
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (長期)



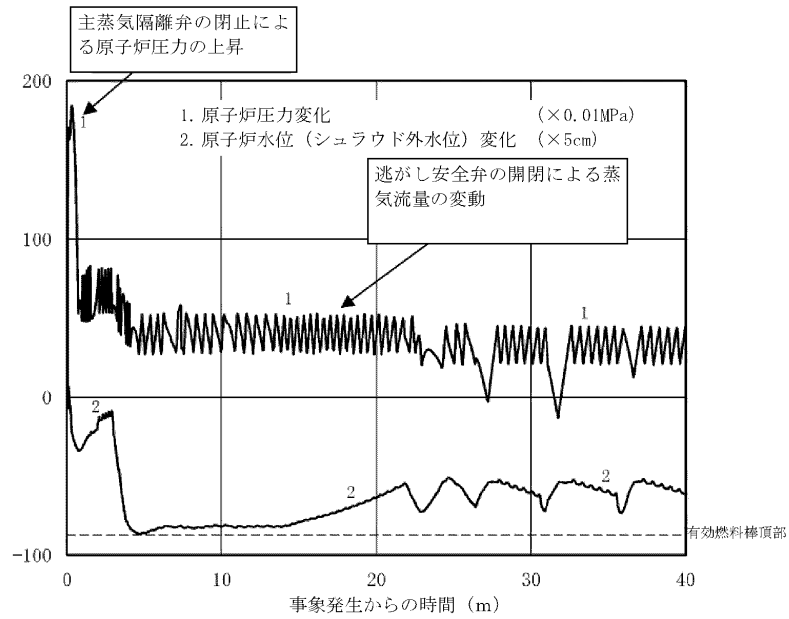
第 2.5.2-1(12) 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 50 分後まで)



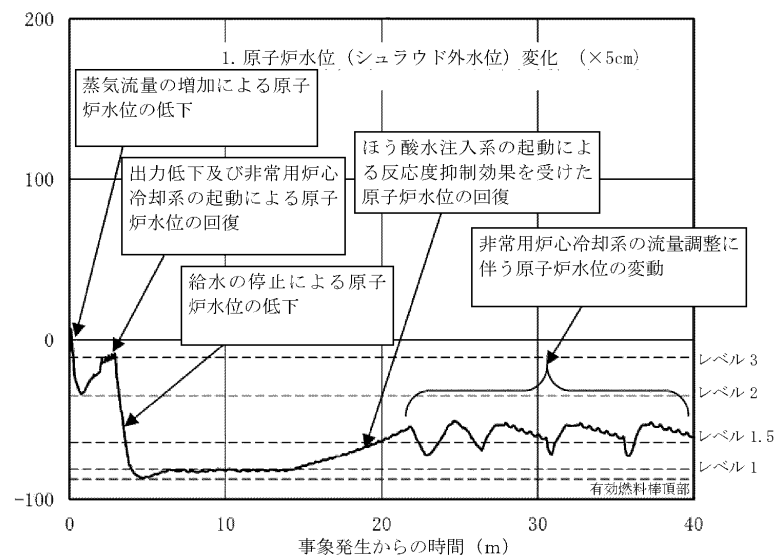
第 2.5.2-1(13) 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

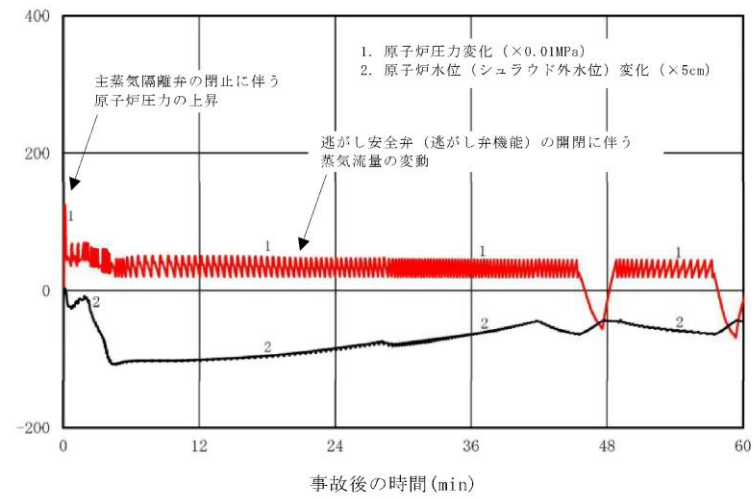
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】



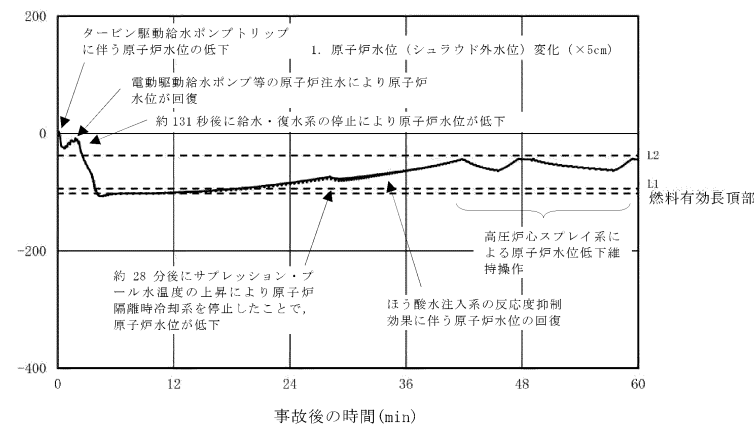
第 2.5.19 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)



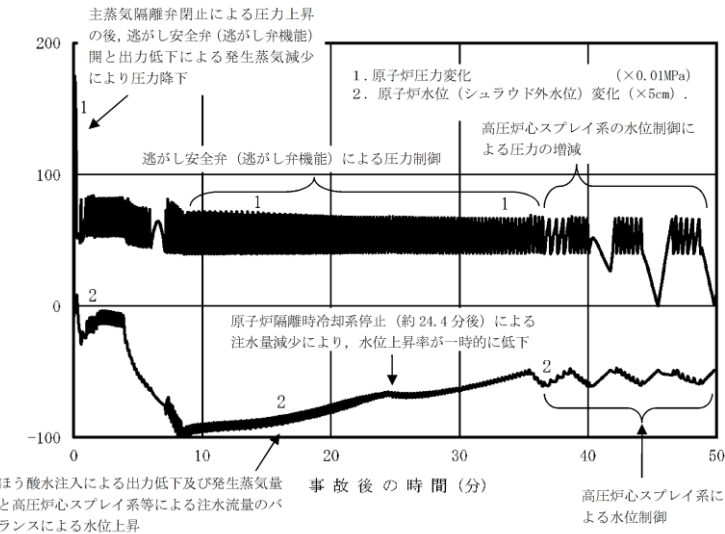
第 2.5.20 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)



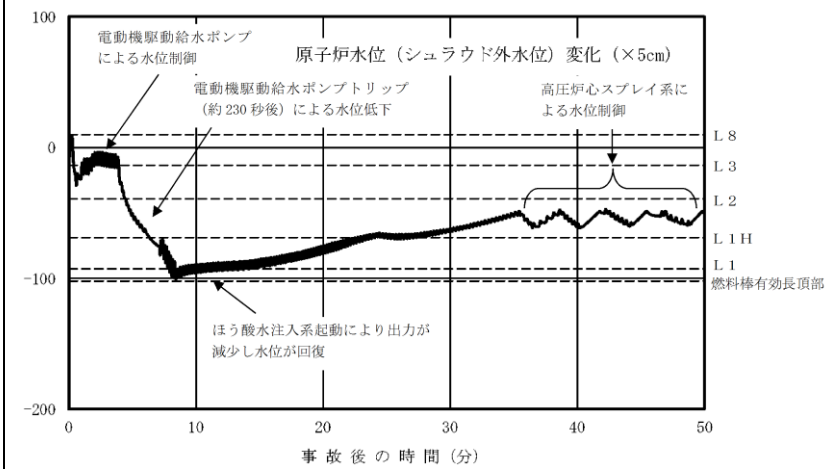
第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第 2.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



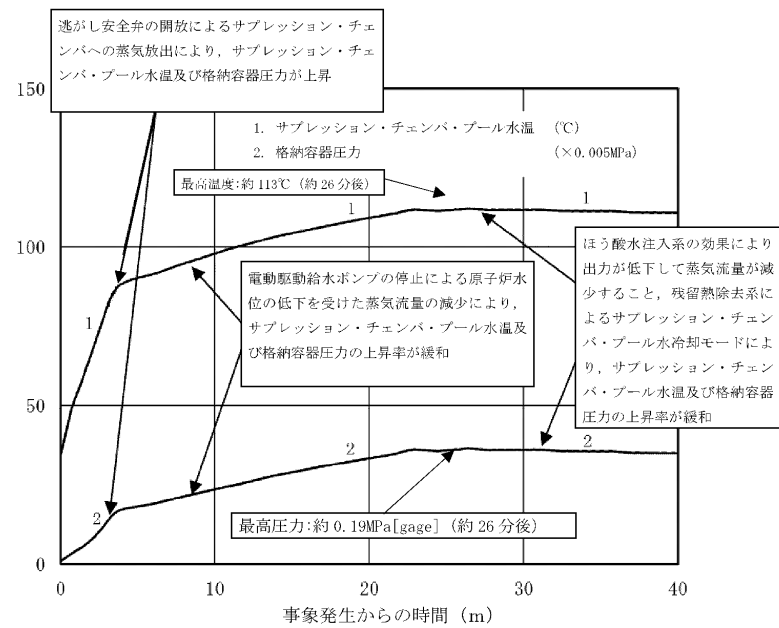
第 2.5.2-1(14) 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 50 分後まで)



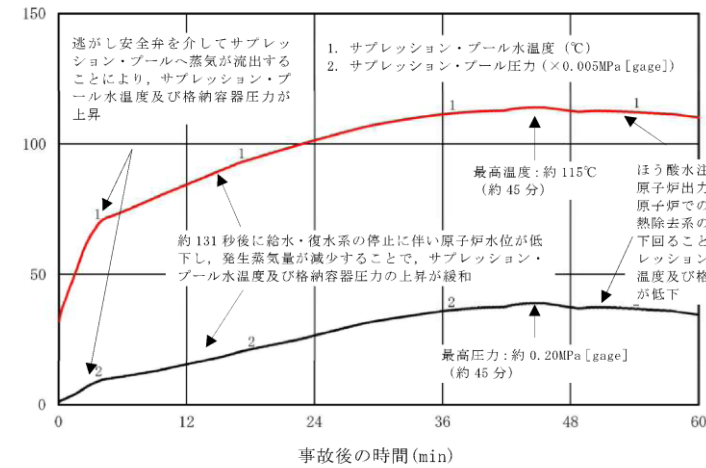
第 2.5.2-1(15) 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 50 分後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

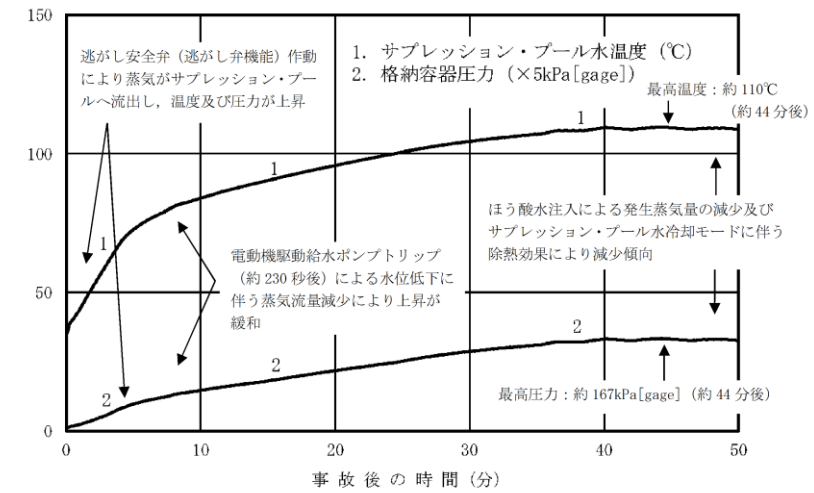
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)

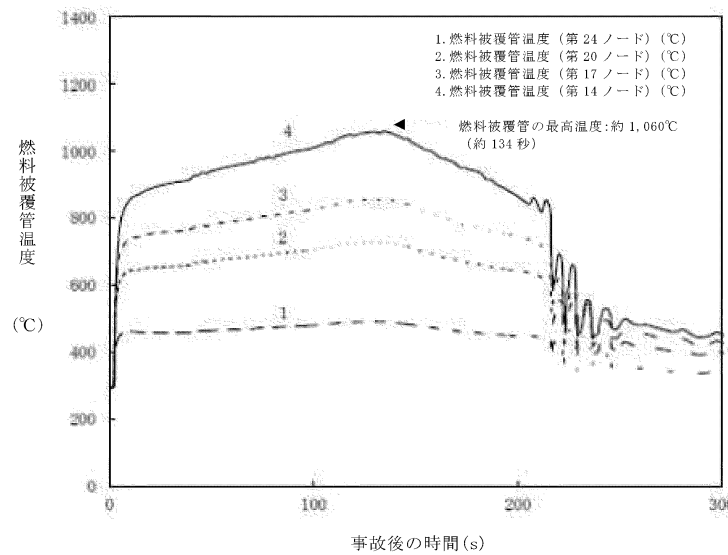


第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)



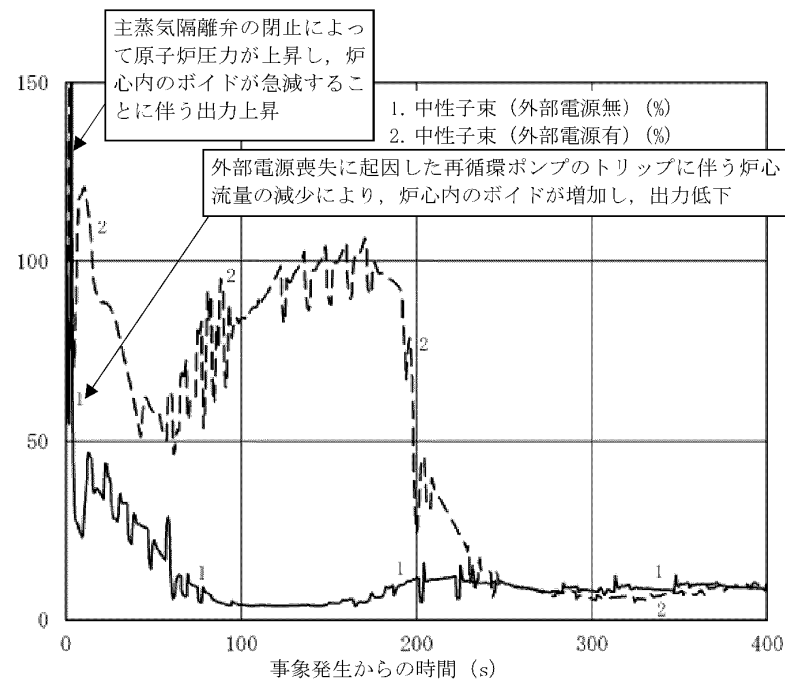
第 2.5.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

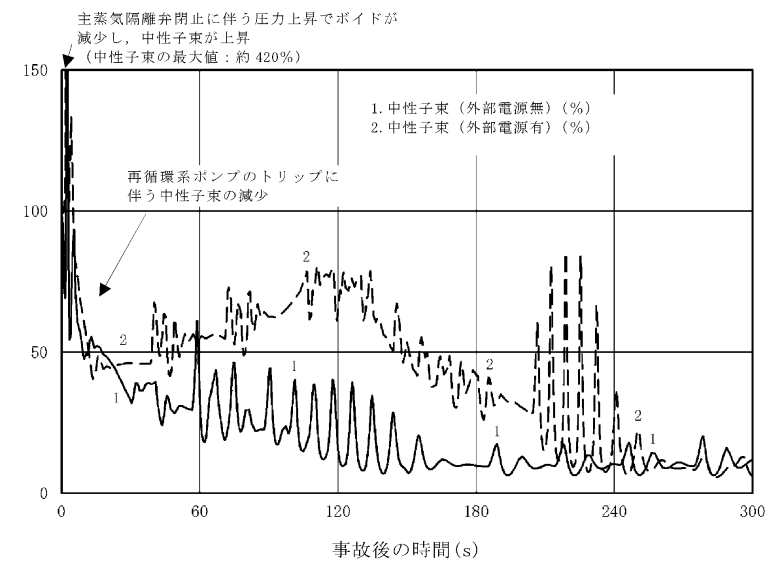


第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)

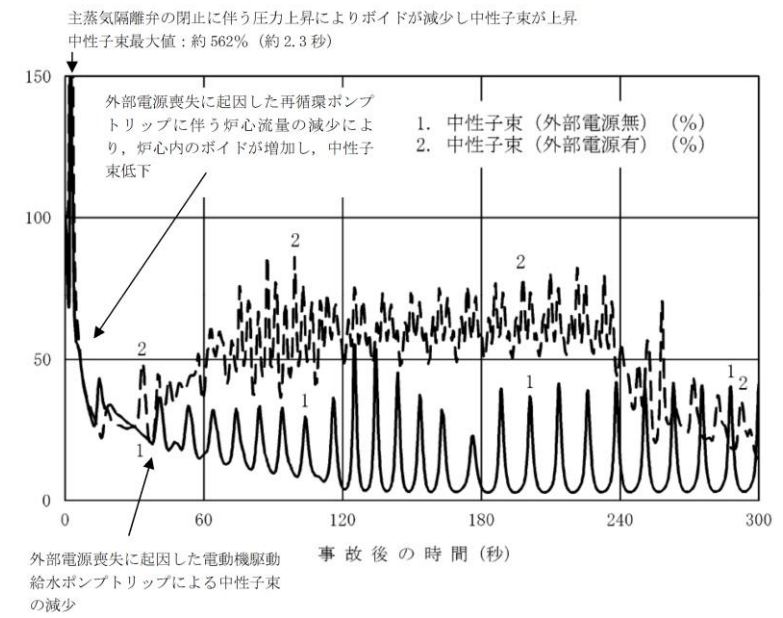
・記載箇所の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、第 2.5.2-1(27) 図に記載。



第 2.5.22 図 外部電源がない場合の中性子束の推移
(事象発生から 400 秒後まで)

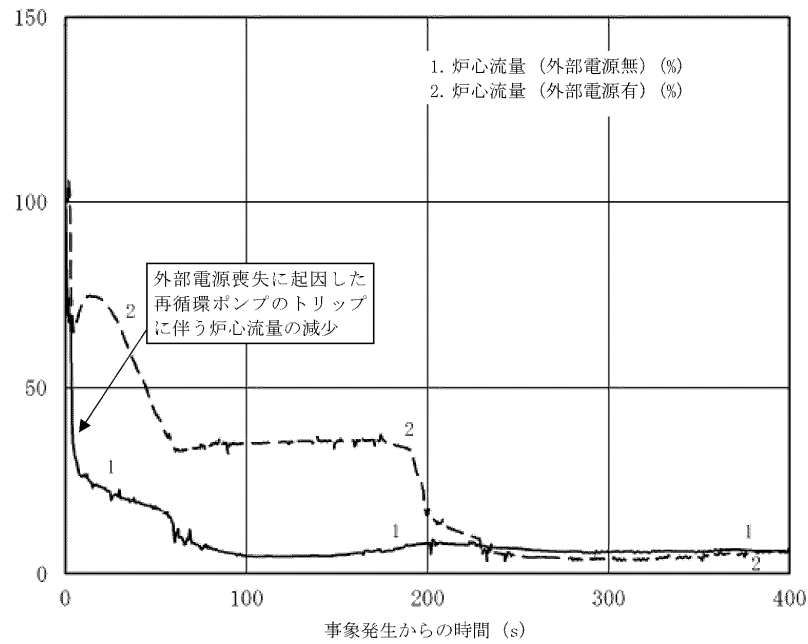


第 2.5-21 図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (短期)

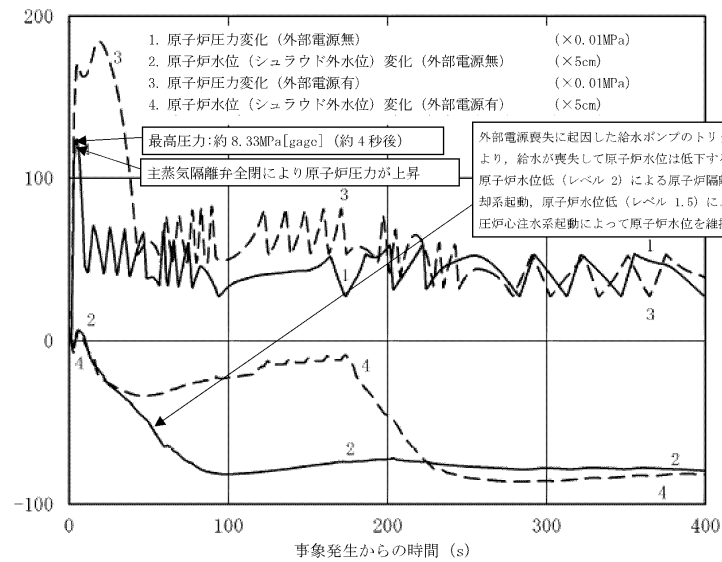


第 2.5.3-1(1)図 外部電源がない場合の中性子束の推移
(事象発生から 300 秒後まで)

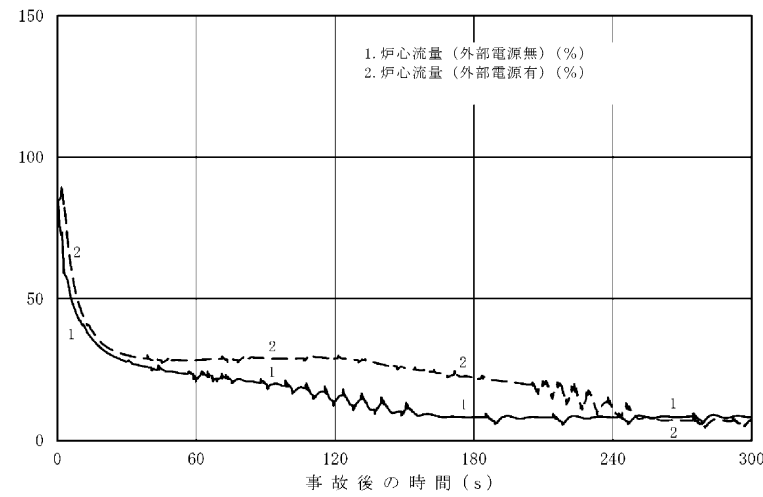
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



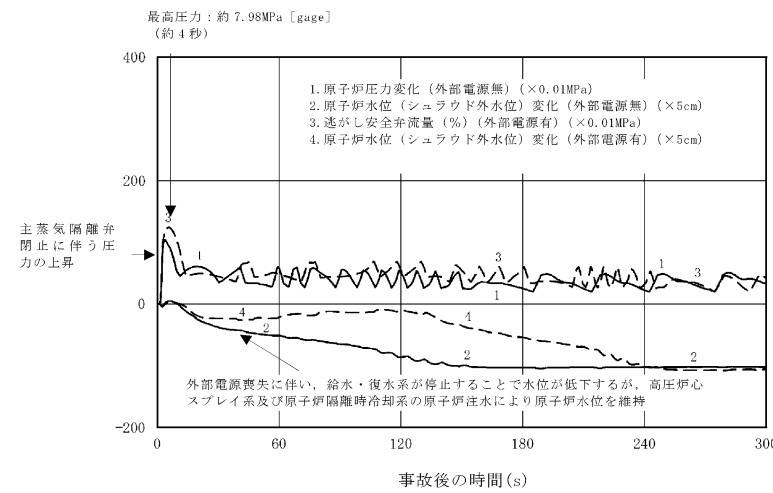
第 2.5.23 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(事象発生から 400 秒後まで)



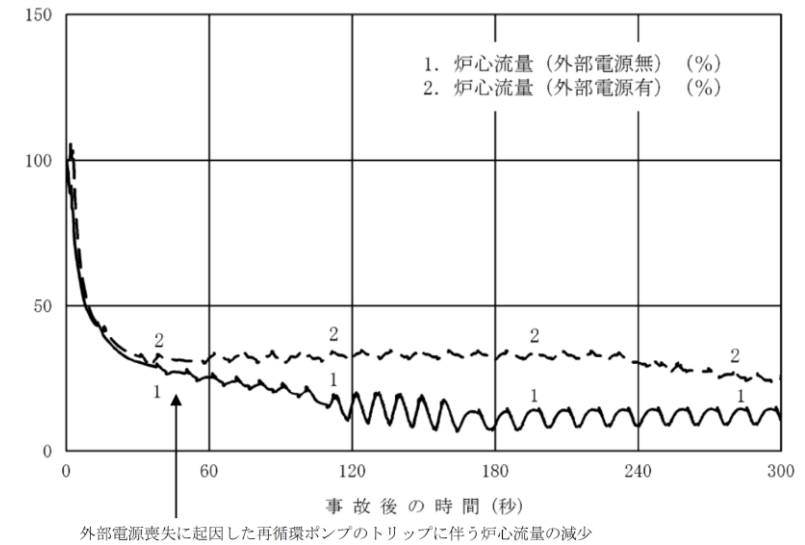
第 2.5.24 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位
シュラウド外水位)の流量の推移(事象発生から 400 秒後まで)



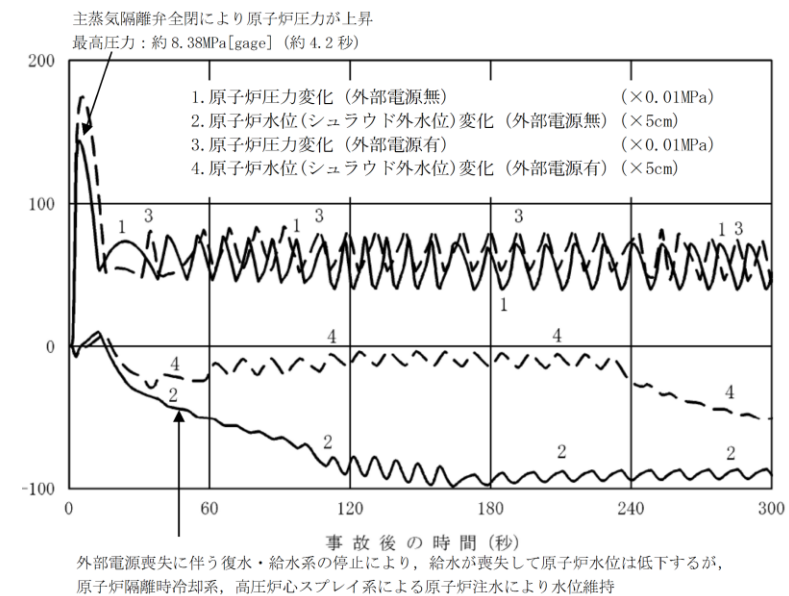
第 2.5-22 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(短期)



第 2.5-23 図 外部電源がない場合の原子炉圧力及び原子炉水位
(シュラウド外水位)の推移(短期)



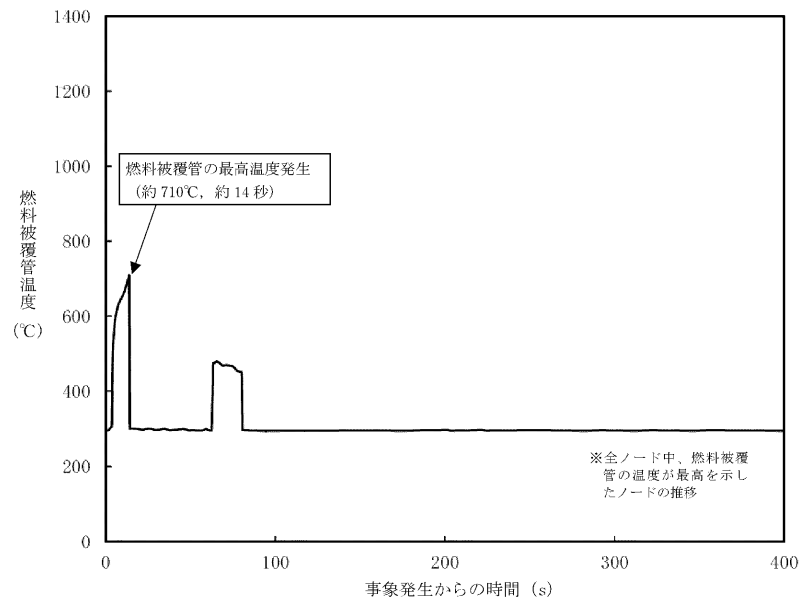
第 2.5.3-1(2) 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



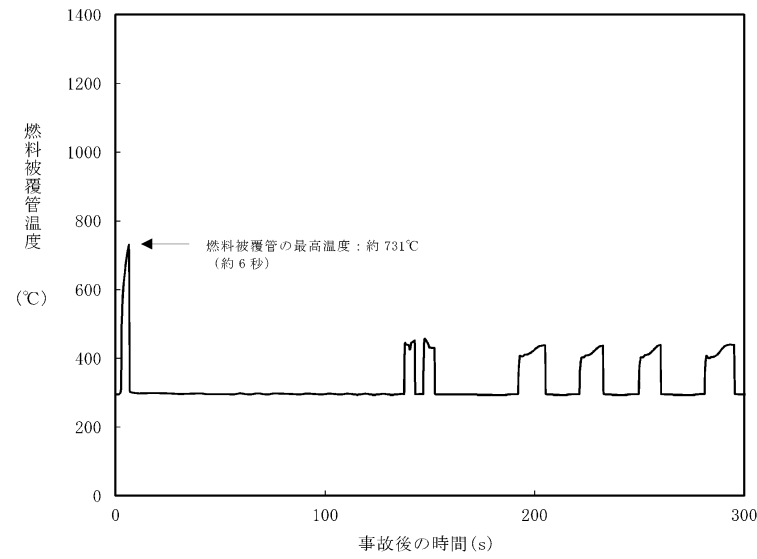
第 2.5.3-1(3) 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位
(シュラウド外水位)の推移(事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

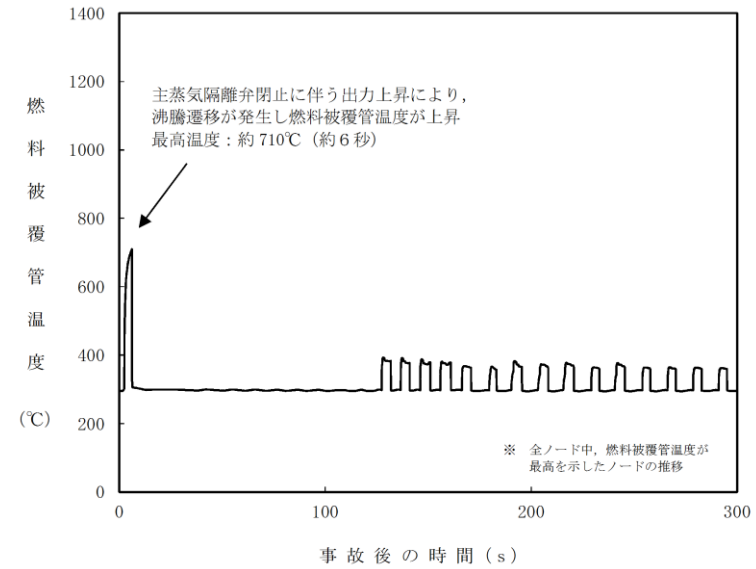
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.25 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度*の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

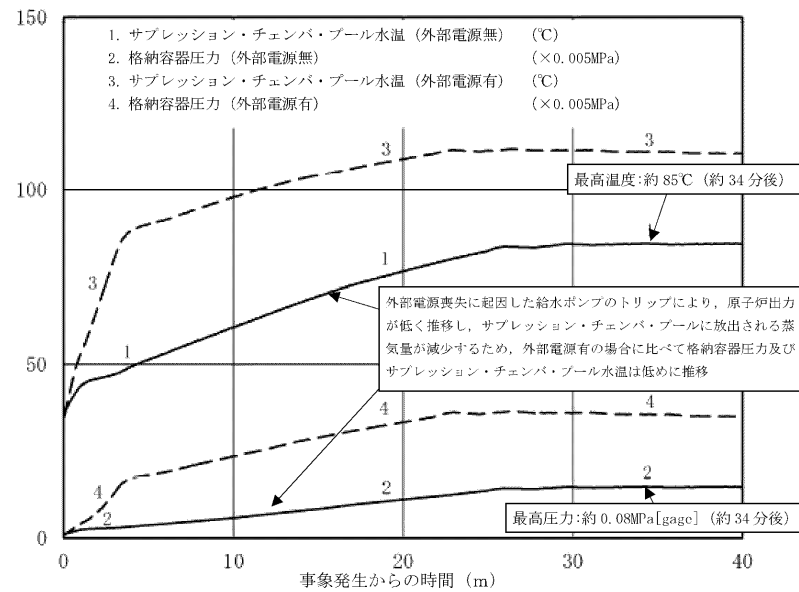


第 2.5-24 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (外部電源がない場合) (短期)

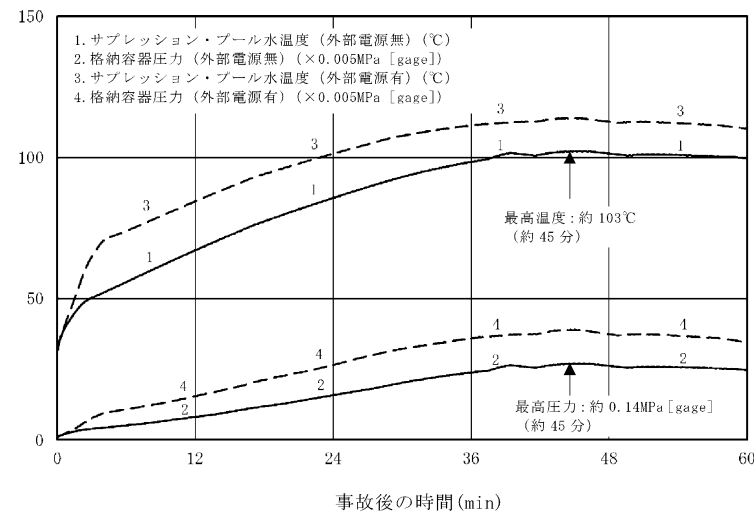


第 2.5.3-1(4) 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度*の推移 (15 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

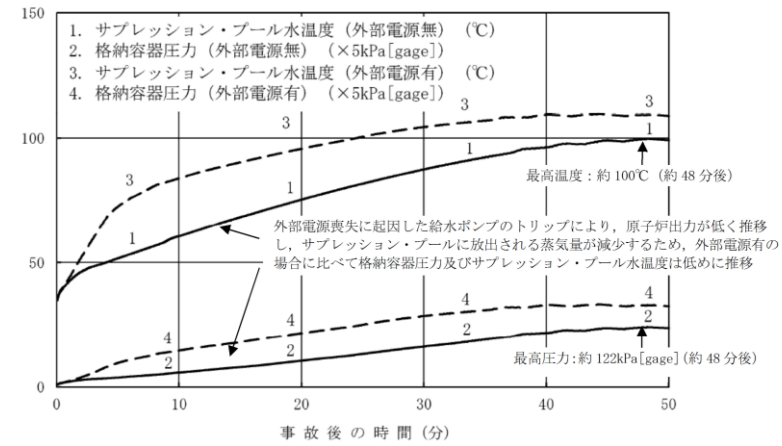
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.26 図 外部電源がない場合のサプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)

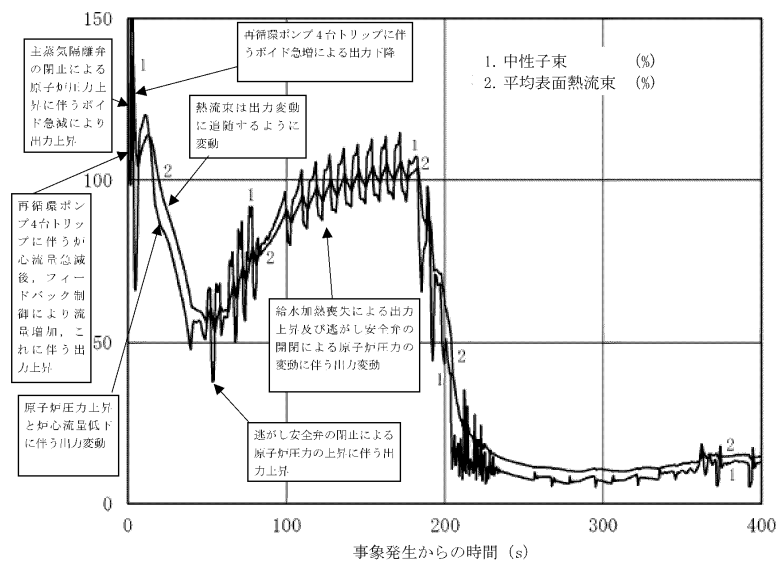


第 2.5-25 図 外部電源がない場合のサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

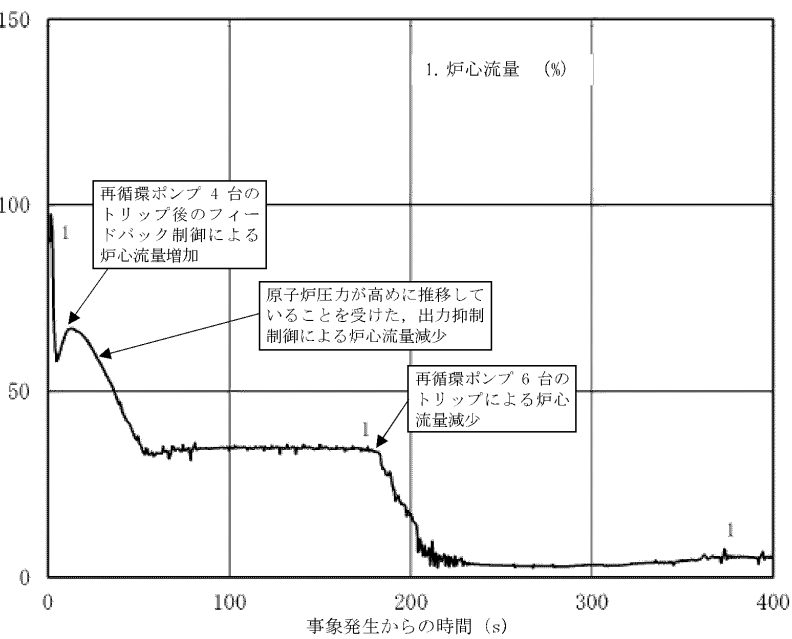


第 2.5.3-1(5) 図 外部電源がない場合のサプレッション・プール水温度, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

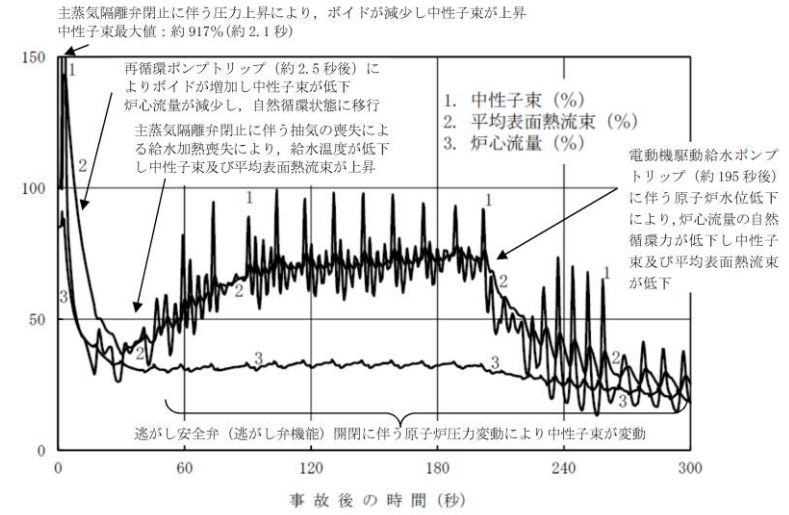
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.27 図 初期炉心流量 90%の場合の中性子束, 平均表面熱流束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

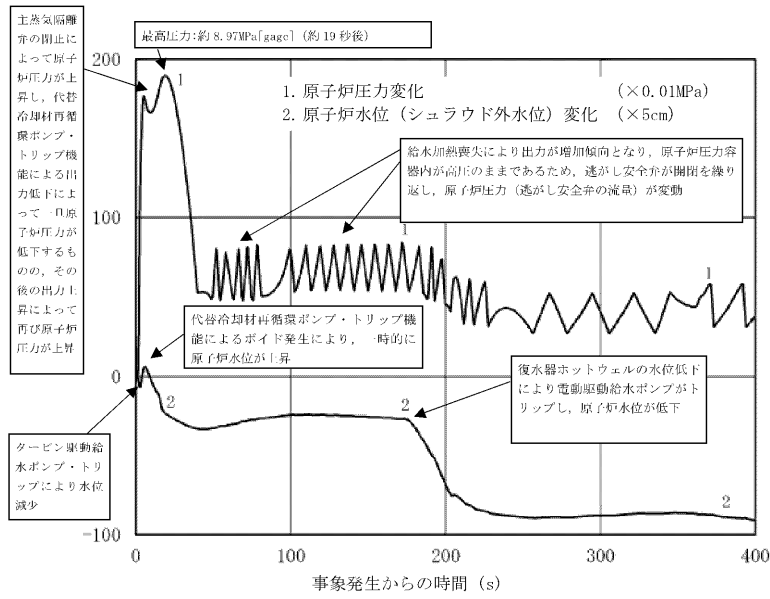


第 2.5.28 図 初期炉心流量 90%の場合の炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

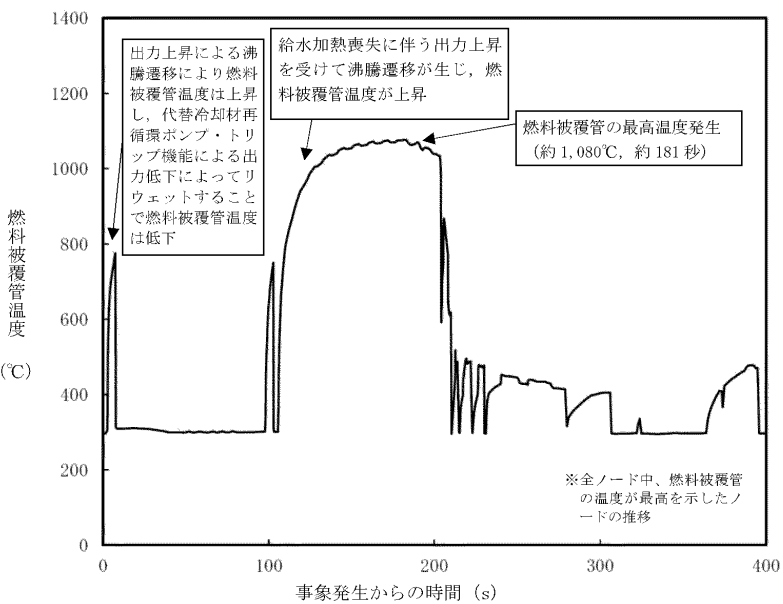


第 2.5.3-1(6) 図 初期炉心流量 85%の場合の中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

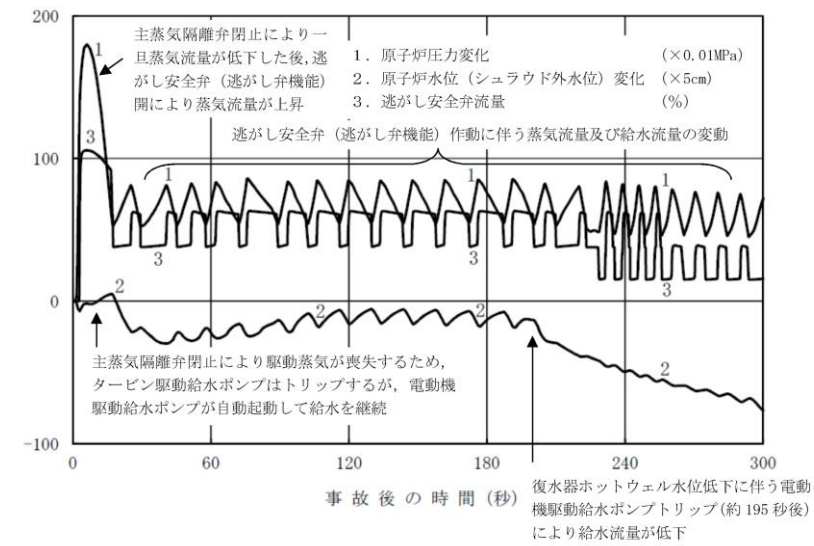
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85%をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



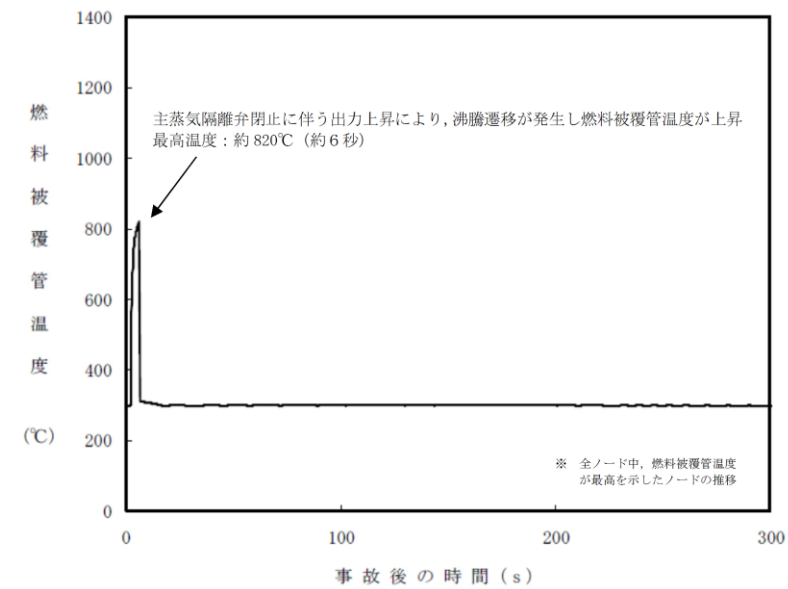
第 2.5.29 図 初期炉心流量 90% の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



第 2.5.30 図 初期炉心流量 90% の場合の燃料被覆管温度*の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)



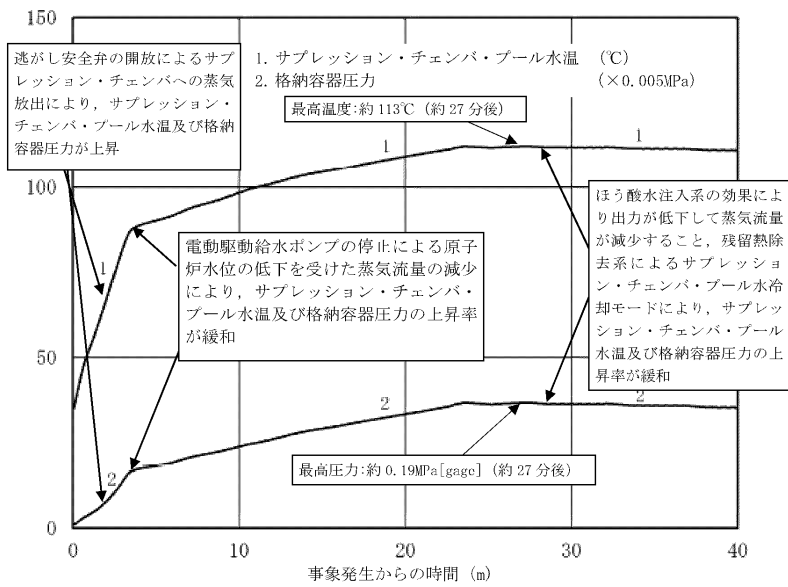
第 2.5.3-1(7) 図 初期炉心流量 85% の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



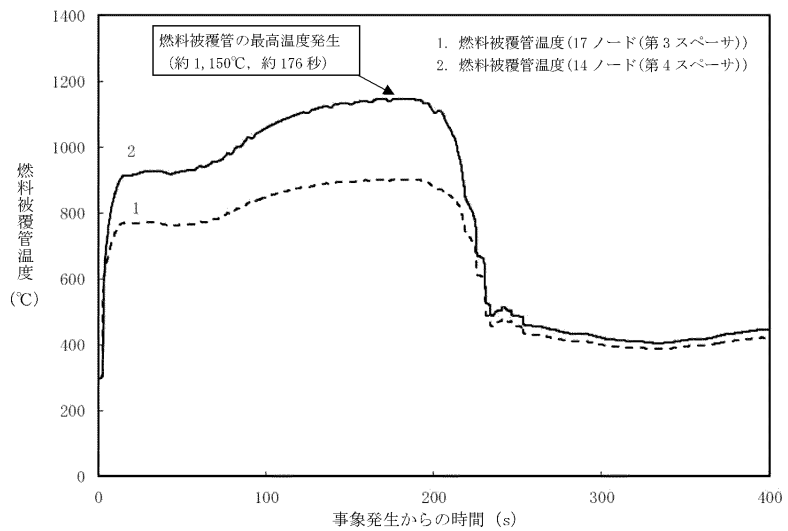
第 2.5.3-1(8) 図 初期炉心流量 85% の場合の燃料被覆管温度*の推移 (14 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2 号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85% をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。

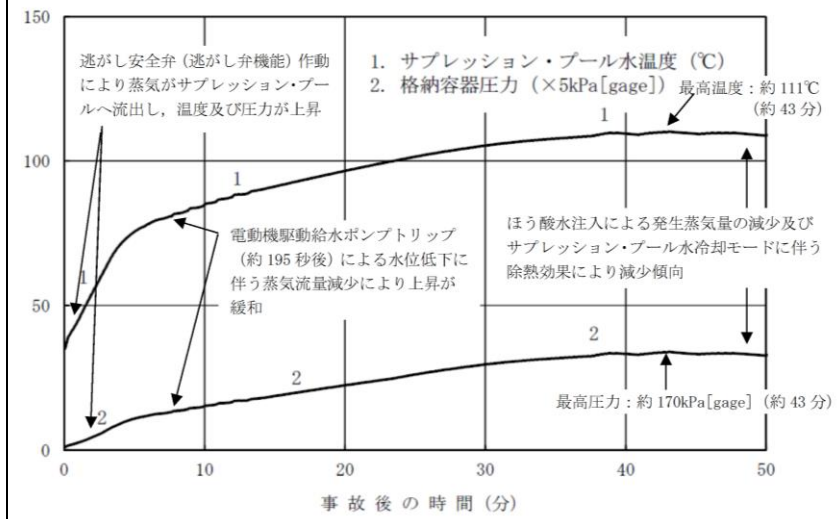
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2 号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85% をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



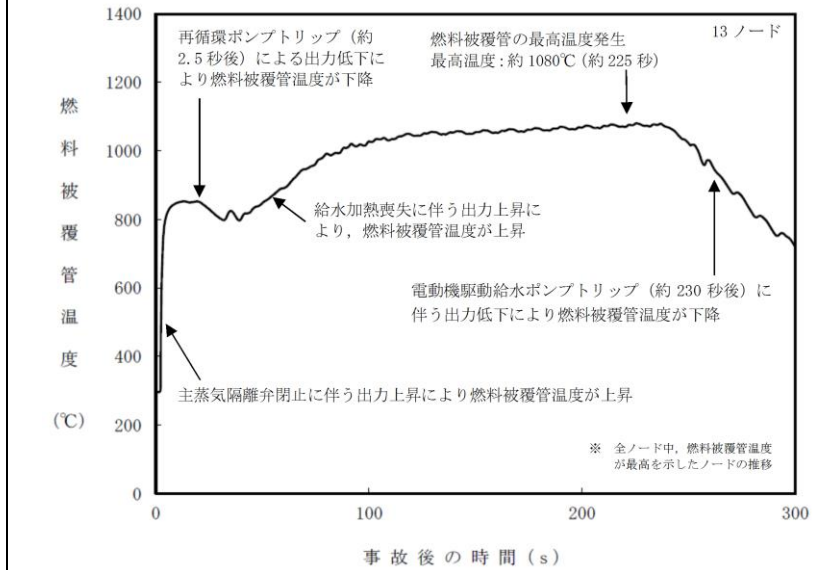
第 2.5.31 図 初期炉心流量 90% の場合のサプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)



第 2.5.32 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%) (事象発生から 400 秒後まで)



第 2.5.3-1(9) 図 初期炉心流量 85% の場合のサプレッション・プール水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

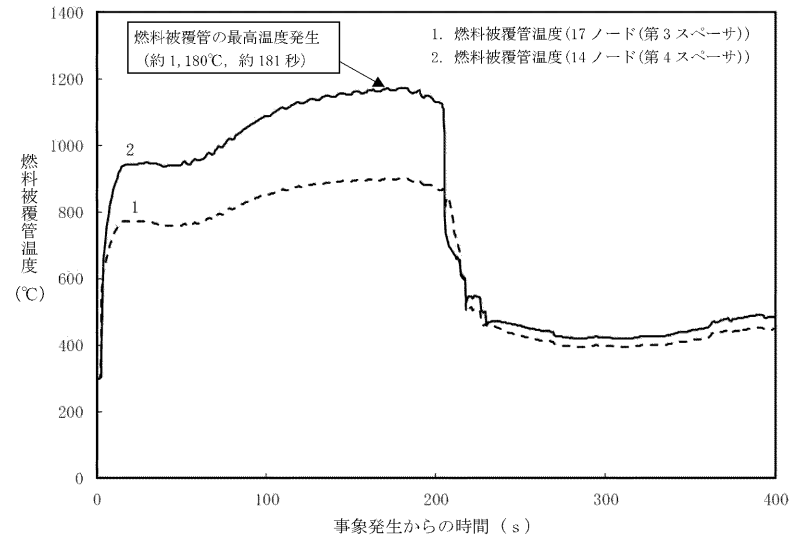


第 2.5.3-1(10) 図 燃料被覆管温度*の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%) (事象発生から 300 秒後まで)

備考

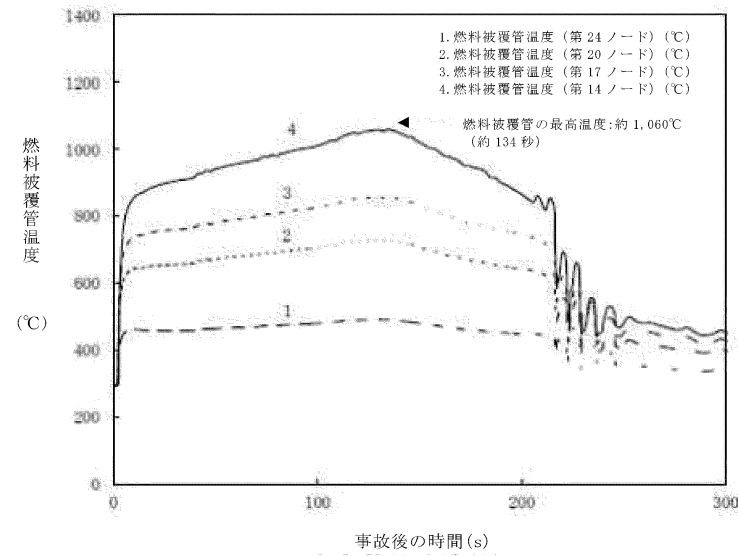
- ・解析結果の相違【柏崎 6/7】
- ・解析条件の相違【東海第二】

島根 2 号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85% をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



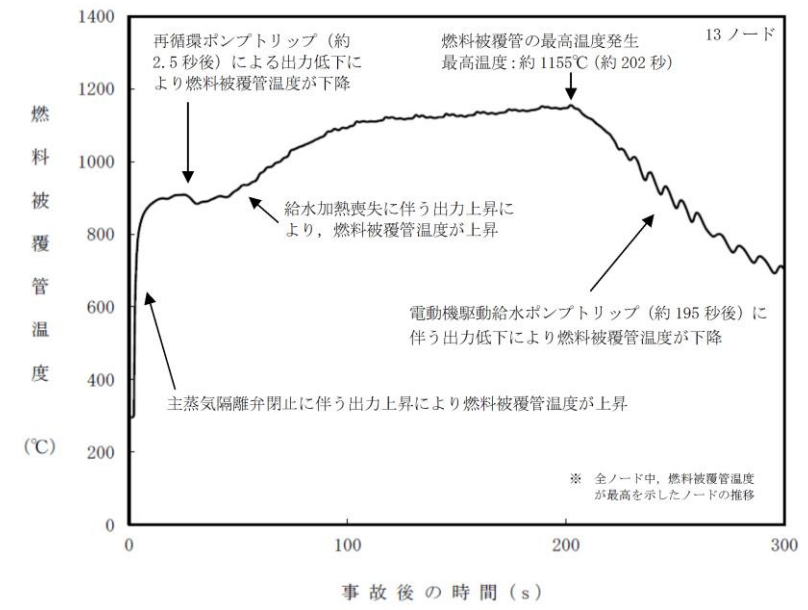
第 2.5.33 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%) (事象発生から 400 秒後まで)

【比較のため、「第 2.5-20 図」を記載】



第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)

【ここまで】



第 2.5.3-1(11) 図 燃料被覆管温度*の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 85%) (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効に評価し得る事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉スクラムシステムに異常が生じた場合に、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。	代替制御棒挿入ポンプ、トリップ機能	計装設備 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系統及び低圧注水系統が自動起動する。	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系統】 【低圧注水系統】	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧注水系統流量】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系統による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し、格納容器圧力がトリップする。これにより格納容器の全喪失となり、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注水系統により原子炉水位が維持されているため炉心の冠水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系統】 代替制御棒挿入ポンプ、トリップ機能	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 復水器水位 (SA)
高圧代替注水系統による原子炉水位維持	高圧注水機構異常検出後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を維持する。	高圧代替注水系統	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水器水位 (SA)
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系統及び低圧注水系統から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇が懸念されるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを使用することで自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの作動により、代替自動減圧ポンプによる自動減圧は未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
ほうろく水注入系による原子炉水位維持	ほうろく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、原子炉水位を維持する。	ほうろく水注入系	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力高によるサブプレッシャポンプ・チェンバ、プールの水循環モード運転を開始し、原子炉格納容器圧力高を維持する。	【格納容器圧力高】 サブプレッシャポンプ・チェンバモード	サブプレッシャポンプ・チェンバ、プールの水循環モード 【格納容器圧力高】

① 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
有効に評価し得ない操作

第 2.5-1 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)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉スクラムシステムに異常が生じた場合に、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。	A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入ポンプ) トリップ機能	計装設備 平均出力領域計装* 起動領域計装*
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) により、高圧炉心スプレイレイ系及び低圧注水系統が自動起動する。	逃がし安全弁 (安全弁機能)* 高圧炉心スプレイレイ系* サブプレッシャポンプ・チェンバ*	ドライウエル圧力 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧炉心スプレイレイ系系統流量*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイレイ系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し給水・復水系統がトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下し、原子炉水位異常低下 (レベル 2) により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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* 高圧炉心スプレイレイ系* サブプレッシャポンプ・チェンバ*	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイレイ系系統流量*

② * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.5.1-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉スクラムシステムに異常が生じた場合に、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。	A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入ポンプ) トリップ機能	計装設備 平均出力領域計装*
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) により、高圧炉心スプレイレイ系、低圧炉心スプレイ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。	逃がし安全弁 (逃がし弁機能)* 【高圧炉心スプレイレイ系】* 【低圧炉心スプレイレイ系】* 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】*	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッシャポンプ・チェンバ圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 【高圧炉心スプレイレイ系出口流量】* 【低圧炉心スプレイレイ系出口流量】* 【残留熱除去ポンプ出口流量】*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイレイ系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し給水・復水系統の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低 (レベル 2) により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイレイ系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【高圧炉心スプレイレイ系】* 【原子炉隔離時冷却系】* サブプレッシャポンプ・チェンバ*	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 【高圧炉心スプレイレイ系出口流量】* 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】*

①, ② * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

・本文比較表に記載の相違以外で主要な相違について記載。
・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
①島根 2 号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根 2 号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第2.5-1 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 (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス及び残留熱除去系（低圧注水系）から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇につながる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、過渡時自動減圧機能による自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	ドライウェル圧力 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	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。	ほう酸水注入系*	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
残留熱除去系（サブプレッショントラップ・ブール冷却系）運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッショントラップ・ブール冷却系）の運転を開始し、格納容器除熱を開始する。	残留熱除去系（サブプレッショントラップ・ブール冷却系）* サブプレッション・チェンバ* サブプレッション・チェンバ*	-	サブプレッション・ブール水温度 残留熱除去系系統流量*

② * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

第2.5.1-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水モード）から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作により、代替自動減圧機能による自動減圧に未然に阻止する。	自動減圧起動阻止スイッチ 代替自動減圧起動阻止スイッチ	-	ドライウェル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	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。	ほう酸水注入系*	-	平均出力領域計装* 中間領域計装* 中性子源領域計装*
残留熱除去系（サブプレッショントラップ・ブール冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッショントラップ・ブール冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・ブール冷却モード）】*	-	サブプレッション・ブール水温度 (SA) 【残留熱除去系ポンプ出口流量】*

② ※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対策設備（設計基準拡張）

第2.5.2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	-
原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカ ート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52. 2×10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定
主蒸気流量	7. 64×10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	215℃	初期温度 215℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、200秒程度 で57℃まで低下し、その後は57℃一定に設定
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) (単一炉心)	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力的な特性はほぼ同等であ ることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
核データ (動的ボイド係数)	サイクル末期の値の1.25倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べて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から、サイクル末期として設定
核データ (動的ドブブラ係数)	サイクル末期の値の0.9倍	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除 いた値)
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 350m ³	ウエットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部: 5, 960m ³ 液相部: 3, 580m ³	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
サブプレッション・チェンバ・プ ール水温	35℃	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器圧力	5. 2Pa [gage]	復水貯蔵槽水温の実績値を踏まえて保守的に設定
復水貯蔵槽水温	32℃	

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	-
原子炉熱出力	3, 293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	約 41. 06×10 ⁴ t/h (85%)	原子炉定格出力時の下限流量として設定
主蒸気流量	6, 420t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	約 216℃	初期温度約 216℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、電動駆動 給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) 単一炉心	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力的な特性はほぼ同等であ ることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の1.25倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べて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から、サイクル末期として設定
核データ (動的ドブブラ係数)	平衡サイクル末期の値の0.9倍	
格納容器体積 (ドライウエル)	5, 700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッ ション・チェンバ)	空間部: 4, 100m ³ 液相部: 3, 300m ³	設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)
サブプレッション・プ ール水温	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	-
原子炉熱出力	2, 436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6. 93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35. 6×10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定
主蒸気流量	4. 74×10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	214℃	初期温度 214℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失後 230秒程度で約 55℃まで低下し、その後は55℃一定に設定
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料228体を装 荷した平衡炉心	圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を 厳しく評価するため、絶対値の大きい9×9燃料 (A型) 及 びMOX燃料228体を装荷した平衡サイクル末期を設定
核データ (動的ボイド係数)	9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料228体を装 荷した平衡サイクル末期時点の1.25×1.02倍し た値	
核データ (動的ドブブラ係数)	9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料228体を装 荷した平衡サイクル末期時点の0.9×0.99倍した 値	
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除 いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッ ション・チェンバ)	空間部: 4, 700m ³ 液相部: 2, 800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造 物の体積を除いた値) を設定
サブプレッション・プ ール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設 定
格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

- ・解析条件の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、プラント設計のベースとなる定格炉心流量を設定。低炉心流量の影響は感度解析で確認。
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ②島根2号炉は、MOX燃料を考慮した設定としている。
- 【東海第二】
- ③島根2号炉は、サブプレッション・プール水位に設計値を使用 (東海第二は設計値の下限を使用)。
- 【柏崎6/7】
- ④島根2号炉は、水源をサブプレッション・プールとしている (柏崎6/7は水源をCSPからS/Pに切り替えている)。

第 2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	評価対象とする炉心の状態	サイクル初期に比べて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設定
	外部電源	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、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レーション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	—
	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	設計値の下限 (最も短い時間) として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉圧力高 (7.48MPa [Gage]) (遅れ時間 0.2 秒) で 4 台、原子炉水位低 (レベル 2) で残りの 6 台がトリップ
	原子炉再循環流量制御系	自動運転モードバック機能には使用できないものと仮定する
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能	—
	逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.51MPa [Gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [Gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [Gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [Gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [Gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [Gage] × 4 個, 380t/h/個
重大事故等対策に関連する機器条件	自動減圧ロジックによる原子炉急速減圧安全弁による原子炉圧力高 (13.7kPa [Gage]) 作動時間：ドライウエル水位低 (レベル 1) 到達から 30 秒後	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	主蒸気隔離弁の全弁閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	サイクル初期に比べて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設定
外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、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レーション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定

第 2.5.2-1 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	バックアップも含めたすべての制御棒挿入機能の喪失を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	評価対象とする炉心の状態	サイクル初期に比べて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設定
	外部電源	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、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レーション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	—
	主蒸気隔離弁閉止に要する時間	設計上の下限値 (最も短い時間) として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	自動減圧ロジックによる逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉急速減圧作動時間：格納容器圧力高 (13.7kPa [Gage]) 及び原子炉水位低 (レベル 1) 到達から 120 秒後	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の設計値として設定

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

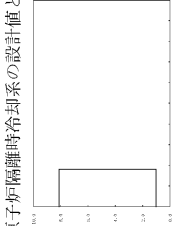
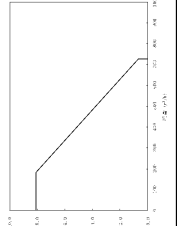
第2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計値の下限 (最も短い時間) として設定
A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	再循環系ポンプが、原子炉圧力高 (7.39MPa [gage] (遅れ時間 0.2 秒)) で 2 台全てトリップ 逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2 個, 354.6t/h (1 個当たり) 7.44MPa [gage] × 4 個, 357.8t/h (1 個当たり) 7.51MPa [gage] × 4 個, 361.1t/h (1 個当たり) 7.58MPa [gage] × 4 個, 364.3t/h (1 個当たり) 7.65MPa [gage] × 4 個, 367.6t/h (1 個当たり) 自動減圧系による逃がし安全弁 (自動減圧系) による原子炉急速減圧 作動時間: ドライウエール圧力高 (13.7kPa [gage]) 及び原子炉水位異常低下 (レベル 1) 到達から 120 秒後	再循環系のインターロックとして設定 原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定
逃がし安全弁	自動減圧系による逃がし安全弁 (自動減圧系) による原子炉急速減圧 作動時間: ドライウエール圧力高 (13.7kPa [gage]) 及び原子炉水位異常低下 (レベル 1) 到達から 120 秒後	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定
電動駆動給水ポンプ	・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプが停止した後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする ・復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	電動駆動給水ポンプの設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

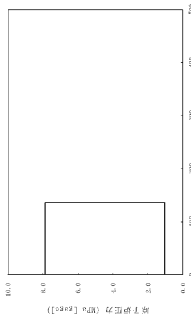
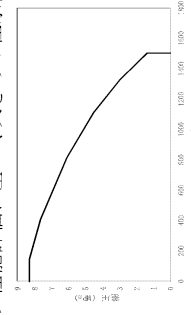
・解析条件の相違
【東海第二】

第 2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
電動駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ 	電動駆動給水ポンプの設計値として設定
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル2) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 182m³/h (8.12~1.03MPa [dif] において) 	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定</p>
高圧炉心注水系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1.5) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24 秒 (設計値の 37 秒から非常用ディーゼル発電機の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 182~727m³/h (8.12~0.69MPa [dif] において) 	 <p>高圧炉心注水系の設計値として設定</p> <p>高圧炉心注水ポンプ1台による注水特性</p>
ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190L/min ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブレーション・チェンバ・プールの水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器1基あたり約80MW (サブレーション・チェンバ・プールの水温 52℃, 海水温度 30℃において) 	残留熱除去系の設計値として設定

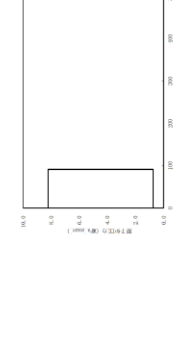
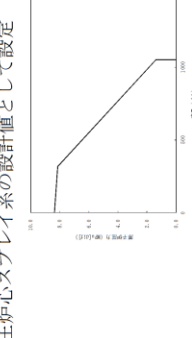
重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下 (レベル2) によって自動起動 注水遅れ時間 0 秒 注水流量 135.7m³/h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) 	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定</p> <p>注水遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることから、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、0 秒を設定</p>
高圧炉心スプレイス系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下 (レベル2) 又はドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 0 秒 注水流量 145m³/h ~ 1,506m³/h (8.30MPa [dif] ~ 0MPa [dif] において) 	 <p>高圧炉心スプレイス系ポンプによる注水特性</p> <p>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、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.5.2-1 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
電動機駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ 	電動機駆動給水ポンプの設計値として設定
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル2) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 91m³/h (8.21~0.74MPa [gage] において), サブレーション・プールの水温 100℃到達後は停止 	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定</p>
高圧炉心スプレイス系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1.5) 又は格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 17 秒 (設計値の 30 秒から D/G の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 318 ~ 1,050m³/h (8.14 ~ 1.38MPa [dif] において) (最大 1,050m³/h) 	 <p>高圧炉心スプレイス系の設計値として設定</p>
ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 162L/分 ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブレーション・プールの水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器1基あたり約9MW (サブレーション・プールの水温 52℃, 海水温度 30℃において) 	残留熱除去系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

・解析条件の相違
【東海第二】
 ⑤RCICとHPCSの注水遅れについて、島根2号炉は設計値に基づいた設定としている(東海第二は原子炉水位を高めにする条件として、遅れ時間0秒を設定している)。
 ⑥HPCSの注水流量特性について、島根2号炉は、設計値を設定している(東海第二は水位を高めにする条件として、大きめの注水流量特性を設定している)。

第2.5.2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した後から10分後に起動	サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

重大事故等対策に関する操作条件

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
ほう酸水注入系	・注入流量 163L/min ・ほう酸水濃度 13.4wt%	注入流量はほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう管理範囲の下限値として設定
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却系)	熱交換器1基当たり約53MW (サブプレッション・プール水温100℃、海水温27.2℃において)	残留熱除去系の設計値として設定
自動減圧系等の起動阻止操作	事象発生 4分後	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮して設定
ほう酸水注入系の起動操作	事象発生 6分後	自動減圧系等の起動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生後4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作	事象発生 17分後	状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定

重大事故等対策に関する機器条件

重大事故等対策に関する操作条件

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
自動減圧系等の自動起動阻止操作	事象発生 5分後	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮した値
ほう酸水注入系運転操作	事象発生 11.6分後	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード (2系統)) 運転操作	事象発生 11.6分後	サブプレッション・プール水温度高 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

重大事故等対策に関する操作条件

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第 2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	1. 22	設計限界値として設定
条件	44. 0kW/m	設計限界値として設定
BT 判定 (時刻)	GEXL 相関式	-
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougal1-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	学会標準における相関式 2	-

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	1. 24	通常運転時の熱的制限値として設定
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
沸騰遷移の判定	GEXL 相関式	-
沸騰遷移後の熱伝達相関式	修正 Dougal1-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における相関式 2	-

第 2.5.2-1 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	9 × 9 燃料 (A型)	⑦ 9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型), MOX燃料の熱水力特性はほぼ同等であることから, 代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
条件	1. 25	通常運転時 (MOX燃料を装荷したサイクル以降におけるサイクル初期から, サイクル末期より遡って炉心平均燃焼度で 2,000Mwd/t 手前までの期間) の熱的制限値を設定
BT 判定 (時刻)	44. 0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定
BT 後の被覆管表面熱伝達率	GEXL 相関式	-
リウエット相関式	修正 Dougal1-Rohsenow 式 日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準: 2003」における相関式 2	-

備考
 ・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ⑦島根 2号炉は, 9 × 9 燃料と MOX 燃料の混在を考慮しているため, 燃料被覆管温度を評価する燃料を記載。

<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)</p>	<p>東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p>	<p>備考</p>
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.1</p> <p>評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性</p> <p><u>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。）では、評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期として</u> <u>いる。この評価条件とした理由を以下に示す。</u></p> <p><u>プラントの動特性の評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいくほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、出力増加量を厳しくする。</u></p> <p>動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β 値）で除した値であり、動的ボイド係数は一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。</p> <p>また、今回の評価ではボイド率が40%から55%程度で推移することから、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きい。<u>サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β 値）を表1に、今回の評価におけるボイド率の推移を図1に、減速材ボイド係数を図2に、動的ボイド係数を図3に示す。</u></p> <p><u>上記のとおり、サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きいく、保守的な評価となることを考慮し、</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.1</p> <p><u>プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について</u></p> <p>原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいくほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。</p> <p>動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β 値）で除した値であり、一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β 値）を表1に、今回の評価におけるボイド率の推移を図1に、減速材ボイド係数を図2に、動的ボイド係数を図3に示す。</p> <p>今回の評価ではボイド率が40% から60% 程度で推移することから、第3 図に示すとおり、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。</p> <p>よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.1</p> <p>評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性</p> <p>原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいくほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。</p> <p>動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β 値）で除した値であり一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。<u>サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β 値）を表1に、主要核種の遅発中性子発生割合（β 値）を表2に、今回の評価におけるボイド率の推移を図1に、減速材ボイド係数を図2に、動的ボイド係数を図3に示す。</u></p> <p><u>遅発中性子発生割合（β 値）は、燃焼に伴って下記のとおり変化する。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ウラン燃料は燃焼に伴い^{239}Puと^{241}Puの核分裂寄与割合は大きくなるが、遅発中性子発生割合（β 値）の大きい^{235}Uの核分裂寄与割合が小さくなるので、ウラン燃料の遅発中性子発生割合（β 値）は燃焼に伴い減少する。</u> ・<u>MOX燃料は燃焼に伴い^{239}Puの核分裂寄与割合は小さくなり、遅発中性子発生割合（β 値）の大きい^{241}Puの核分裂寄与割合が大きくなるので、MOX燃料の遅発中性子発生割合（β 値）は燃焼に伴い大きくなる。</u> <p><u>1 / 3 MOX燃料装荷炉心では、ウラン燃料が2 / 3、MOX燃料が1 / 3で構成される炉心であることから、ウラン燃料による変化割合が支配的であり、サイクル初期から末期へかけて遅発中性子発生割合（β 値）は単調に減少する。また、今回の評価ではボイド率が40%から50%程度で推移することから、図3に示すとおり、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。</u></p> <p><u>よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、MOX適用プラントであることから、MOX燃料を装荷した平衡炉心の遅発中性子割合推移について記載している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とした。

以上

表1 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子割合 (β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 (β値)		

第1表 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合 (β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 (β値)	約 0.0060	約 0.0053

表1 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合 (β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 (β値)	0.0053	0.0049

表2 主要核種の遅発中性子発生割合 (β値)

	²³⁵ U	²³⁹ Pu	²⁴¹ Pu
遅発中性子発生割合 (β値)	0.00656	0.00216	0.00546

[出典] 軽水炉燃料のふるまい (平成 25 年 3 月 公益財団法人原子力安全研究協会)

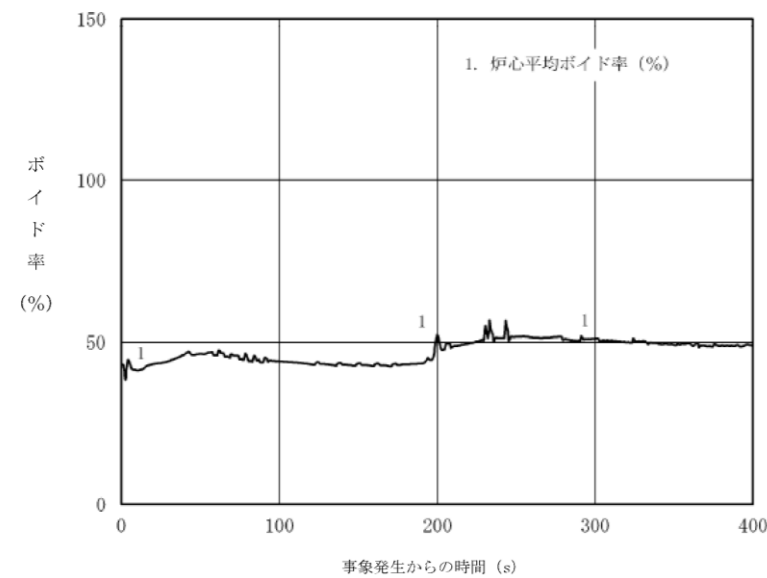
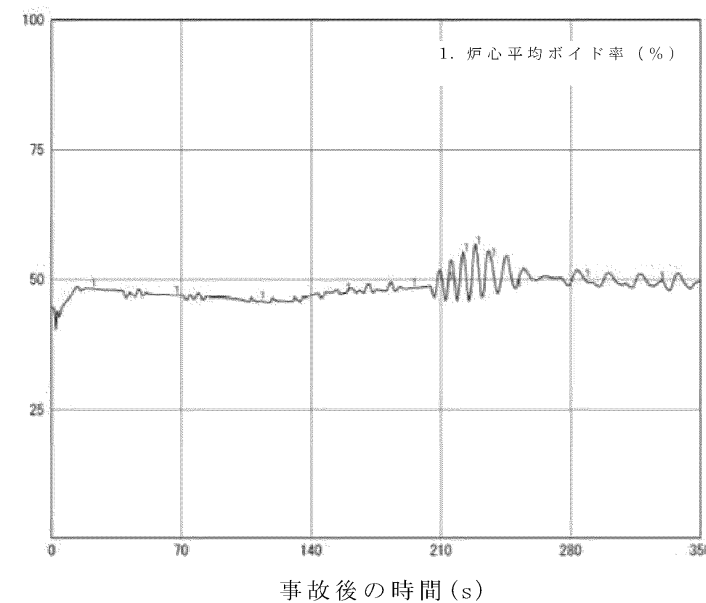


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から400秒後まで)



第1図 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移

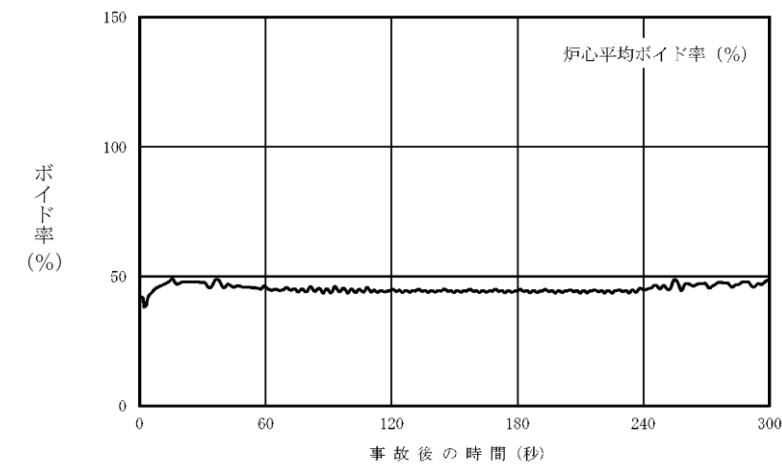


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から300秒後まで)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は、MOX適用プラントであることから、MOX燃料を装荷した平衡炉心の遅発中性子割合推移について記載している。

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

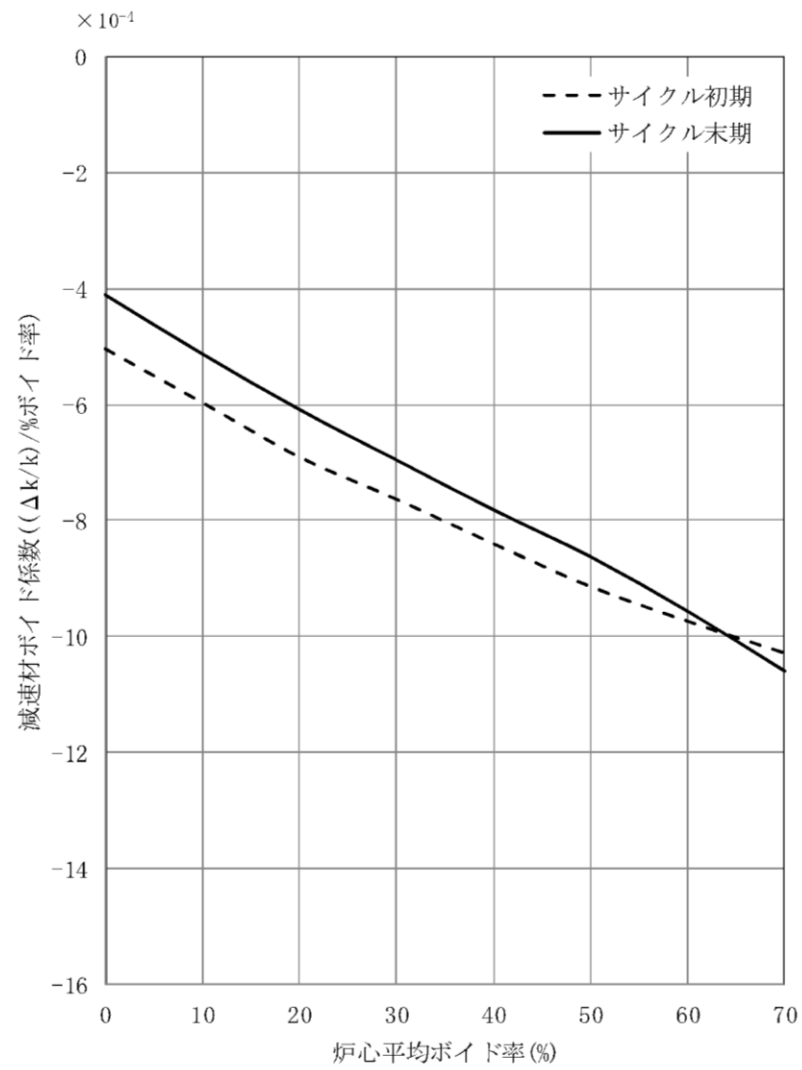
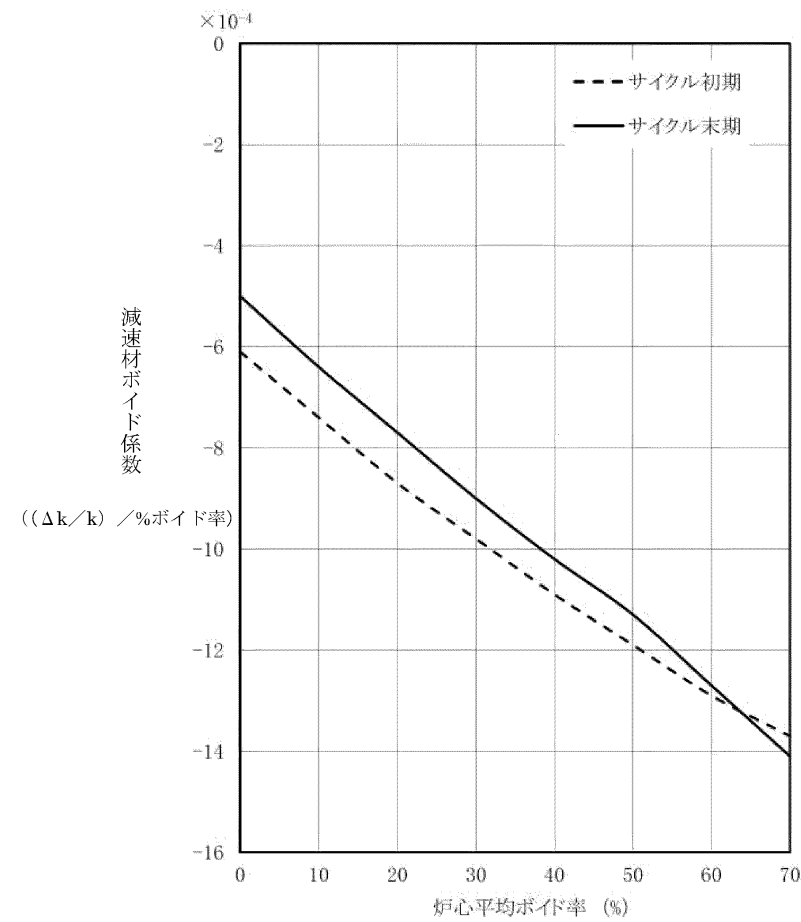


図2 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替え炉心)



第2 図 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

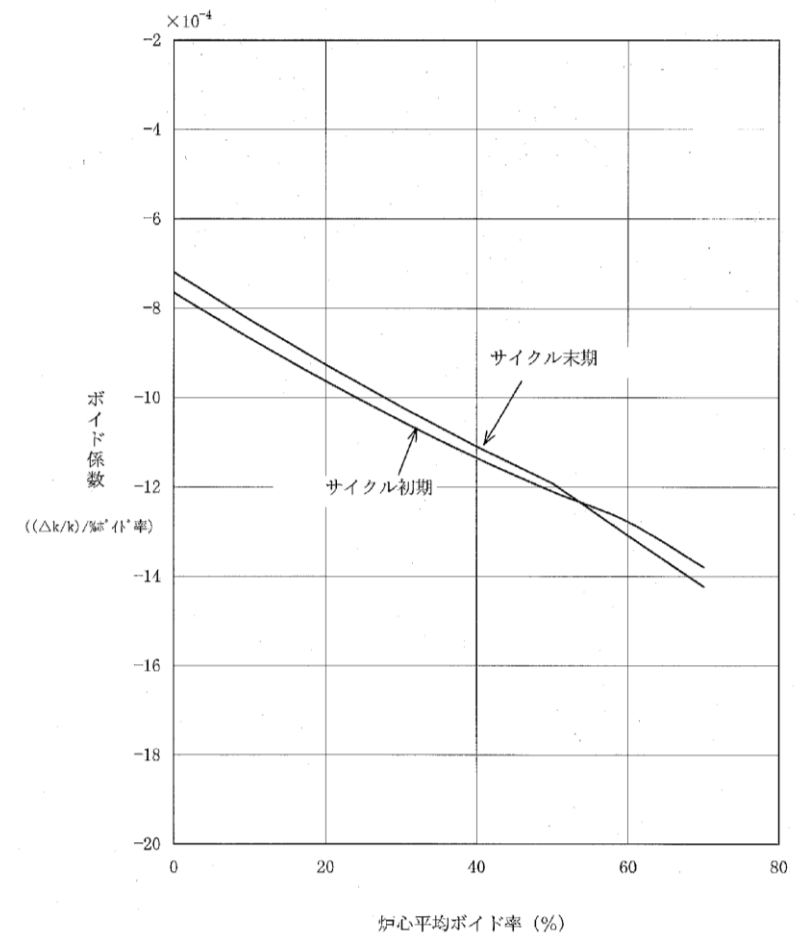


図2 ボイド係数

(9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心)

・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は, MOX 燃料適用プラントであることから, MOX燃料を装荷した平衡炉心を想定。

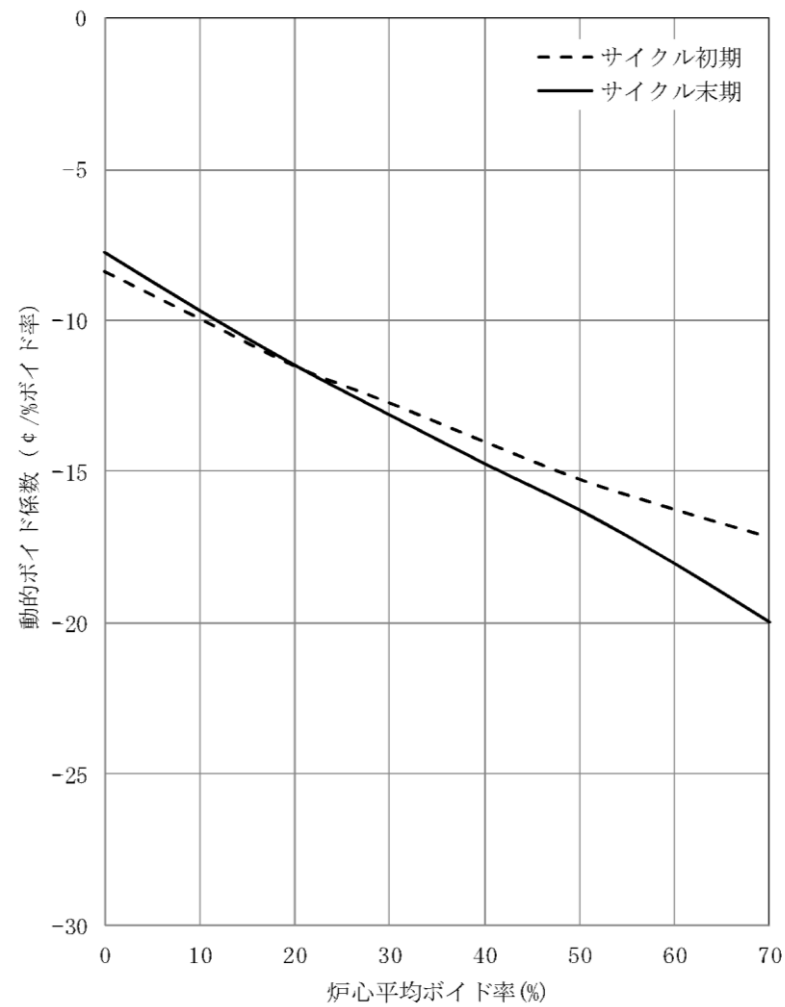
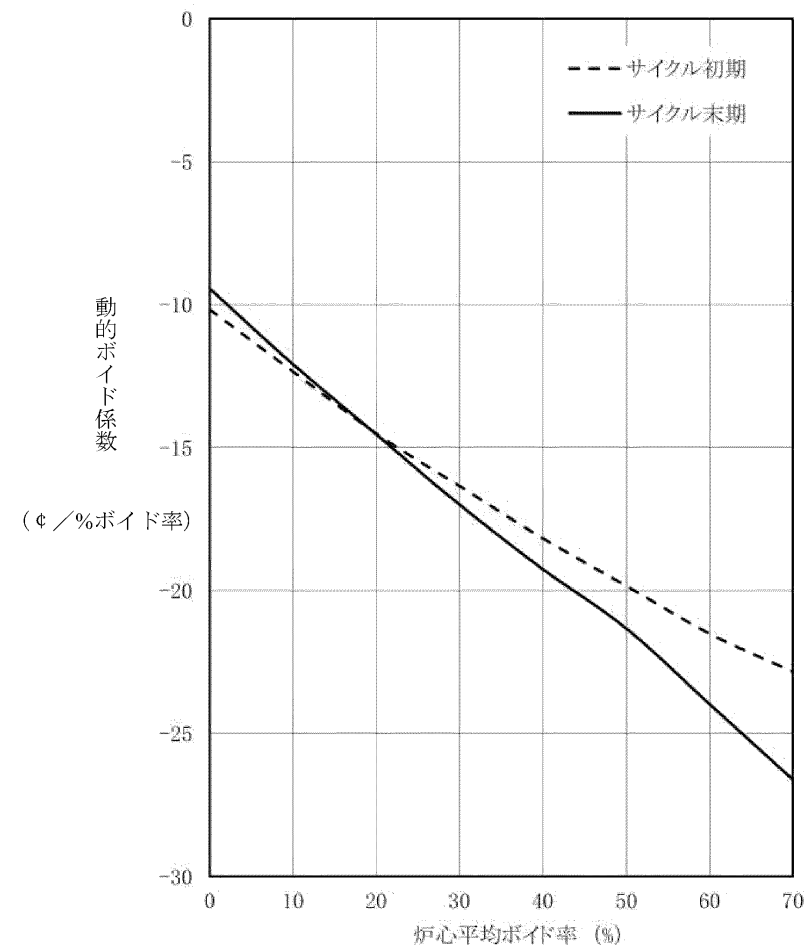


図3 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替え炉心)



第3図 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

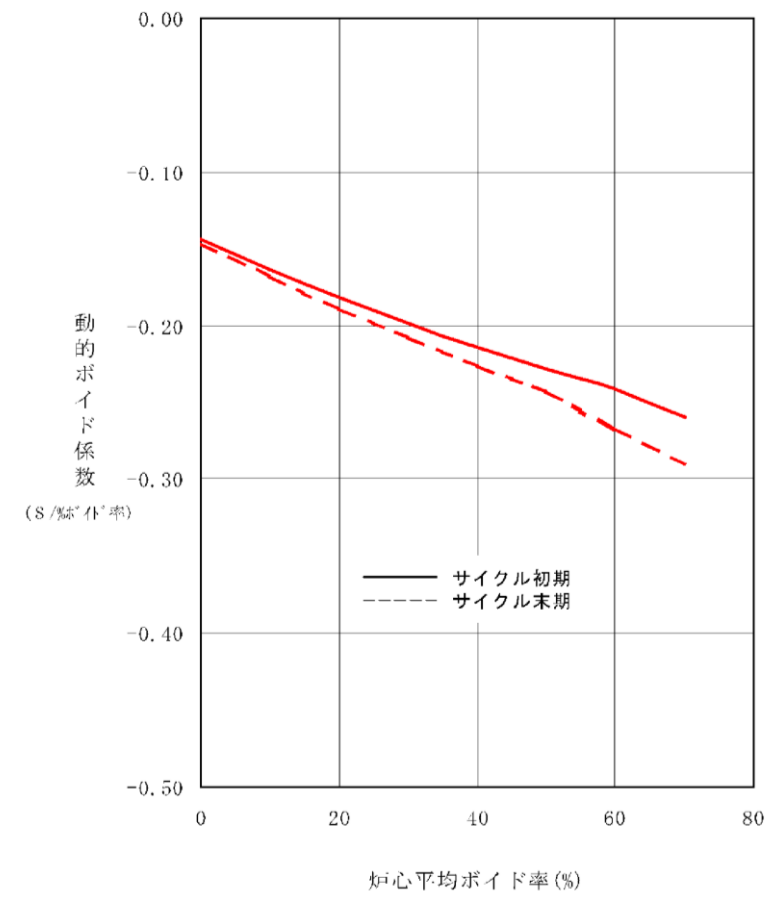


図3 動的ボイド係数

(9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料 228体を装荷した平衡炉心)

・解析条件の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 島根2号炉は, MOX適用プラントであることから, MOX燃料を装荷した平衡炉心を想定。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
資料なし	資料なし	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.2</p> <p><u>Pu同位体組成による動的ボイド係数、動的ドップラ係数への影響</u></p> <p>MOX燃料に使用するPu組成は、再処理される燃料の初期²³⁵U濃縮度、燃焼度、冷却期間等に依存して変化する。さらに、Pu中に含まれる核分裂性の核種である²⁴¹Puは、比較的短い寿命（半減期約14年）で非核分裂性の²⁴¹Amに壊変するため、再処理後、装荷までの時間経過に伴い、Pu組成は変化する。</p> <p>以下に、Pu同位体組成による動的ボイド係数（ボイド係数／実効遅発中性子割合）及び動的ドップラ係数（ドップラ係数／実効遅発中性子割合）への影響、解析条件の妥当性について説明する。</p> <p>(1) 解析において想定している初期Pu組成の範囲 MOX燃料の原料として想定される初期Pu組成の範囲を表1及び図1に示す。</p> <p>(2) 初期Pu組成による影響 初期Pu組成による動的ボイド係数及び動的ドップラ係数への影響を以下に示す。ここでは炉心のMOX燃料すべての初期Pu組成が変化すると仮定して評価を行う。</p> <p>a. 動的ボイド係数 動的ボイド係数に及ぼす初期Pu組成の影響評価を図2に示す。なお、図2は標準組成（表1のB2）の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり、負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味している。</p> <p>初期Pu組成のPu_f割合が低いほどPu含有率が大きくなり、共鳴吸収物質である²⁴⁰Pu量が多くなるため、動的ボイド係数の絶対値は大きくなる。しかし、²⁴⁰Puは自己遮蔽効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから、初期Pu組成が動的ボイド係数に及ぼす影響は小さい。</p> <p>b. 動的ドップラ係数 動的ドップラ係数に及ぼす初期Pu組成の影響評価を図</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、MOX燃料適用プラントであることから、解析条件としてMOXを考慮。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>3に示す。図3で示した炉心状態は、反応度投入事象において燃料エンタルピーの増分が厳しくなる減速材温度 20℃での状態としている。なお、図3は、標準組成(表1のB2)の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり、負側に变化する方が絶対値が大きくなることを意味している。</p> <p>初期Pu組成のPu f 割合が低いほどPu含有率が大きくなり共鳴吸収物質である²⁴⁰Pu量が多くなるため、動的ドップラ係数の絶対値は大きくなる。しかし、²⁴⁰Puは自己遮蔽効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから、初期Pu組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響は小さい。</p> <p>(3) 装荷時期の遅れによる影響</p> <p>MOX燃料の製造後、装荷時期が想定より遅れた場合、²⁴¹Puが半減期約14年で²⁴¹Amに壊変し、Pu組成が時間とともに変化するため、核特性が若干変化する。</p> <p>MOX燃料を装荷した炉心に対して、5年までの装荷時期の遅れによるPu組成変化の反応度係数に対する影響評価を以下に示す。炉内には複数バッチのMOX燃料が存在するが、ここでは、炉心のMOX燃料すべてに同一の装荷遅れを仮定して評価を行う。</p> <p>a. 動的ボイド係数</p> <p>動的ボイド係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図4に示す。図4は、標準組成(表1のB2)の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり、負側に变化する方が絶対値が大きくなることを意味する。装荷遅れに伴い共鳴吸収断面積の大きい²⁴¹Amが増加するため、動的ボイド係数はわずかに負側に变化する。</p> <p>b. 動的ドップラ係数</p> <p>動的ドップラ係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図5に示す。図5は、標準組成(表1のB2)の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり、負側に变化する方が絶対値が大きくなることを意味する。重要な共鳴吸収核種である²³⁸Uと²⁴⁰Puの量は装荷遅れにより変化しないので、ほとんど変化しない。</p> <p>(4) 解析入力条件への影響</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>「原子炉停止機能喪失」では、原子炉圧力上昇による出力上昇を厳しく見積もる解析を実施しており、ボイド係数については標準組成のMOX燃料を装荷した炉心のボイド係数を 1.02 倍した値を、またドップラ係数については標準組成のMOX燃料を装荷した炉心のドップラ係数を 0.99 倍した値を用いている。</p> <p>ここでは、初期Pu組成及び装荷遅れを合わせて考慮した場合の反応度係数への影響を示すことにより、解析入力条件の設定が妥当であることを説明する。</p> <p>a. 動的ボイド係数</p> <p>初期Pu組成及び5年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ボイド係数の影響評価結果を図6に示す。動的ボイド係数の絶対値が標準組成(表1のB2)に比べて増加する割合は1%程度であり、2%より小さいことから、解析で標準組成のMOX燃料を装荷した炉心の動的ボイド係数を 1.02 倍した値を用いることは妥当であると考ええる。</p> <p>b. 動的ドップラ係数</p> <p>初期Pu組成及び5年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ドップラ係数の影響評価結果を図7に示す。動的ドップラ係数の絶対値が標準組成(表1のB2)に比べて減少する割合は1%より少ないことから、解析で標準組成のMOX燃料を装荷した炉心の動的ドップラ係数を 0.99 倍した値を用いることは妥当であると考ええる。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

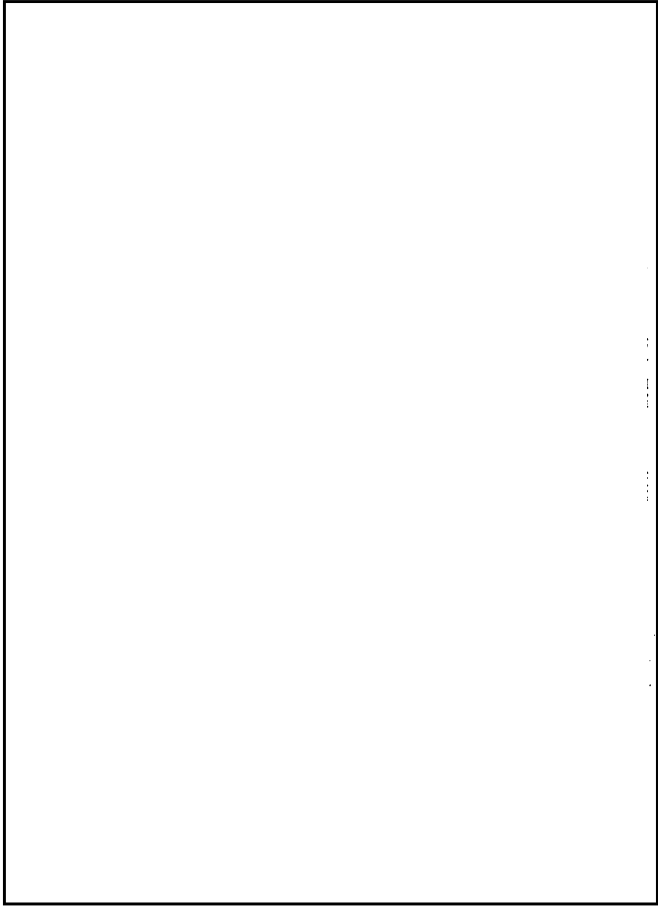
東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表 1 原料として想定される初期 P u 組成の範囲

組成	P u 組成(wt%)						P u f (wt%)	再処理される燃料の 初期 ²³⁵ U 濃縮度及び 燃焼度
	²³⁸ P u	²³⁹ P u	²⁴⁰ P u	²⁴¹ P u	²⁴² P u	²⁴¹ Am		
ガ ス 炉	G1							
	G2							
	G3							
	G4							
	G5							
P W R	P1							
	P2							
	P3							
	P4							
	P5							
B W R	B1							
	B2							
	B3							
	B4							

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			<p style="text-align: center;">図1 原料として想定される初期P u組成の範囲</p>

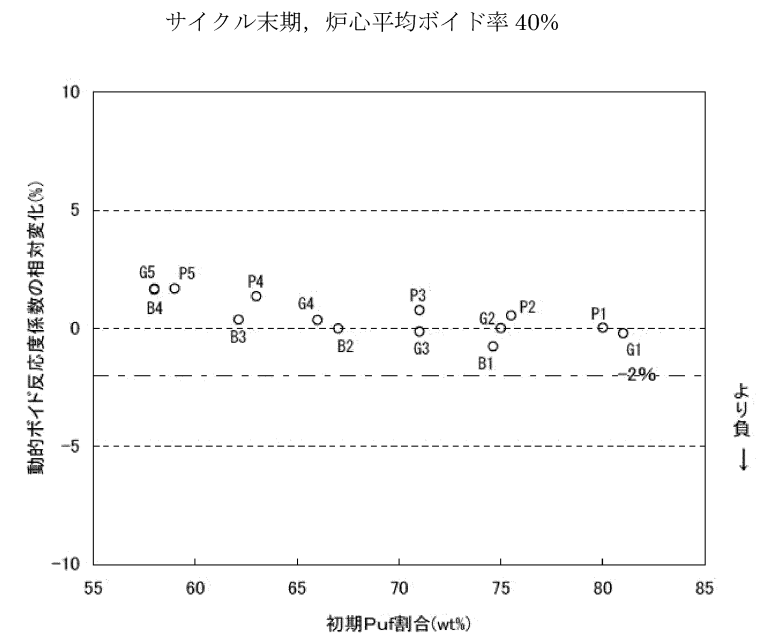


図2 初期P u組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価 (実行遅発中性子割合は各組成の値) (基準は標準組成)

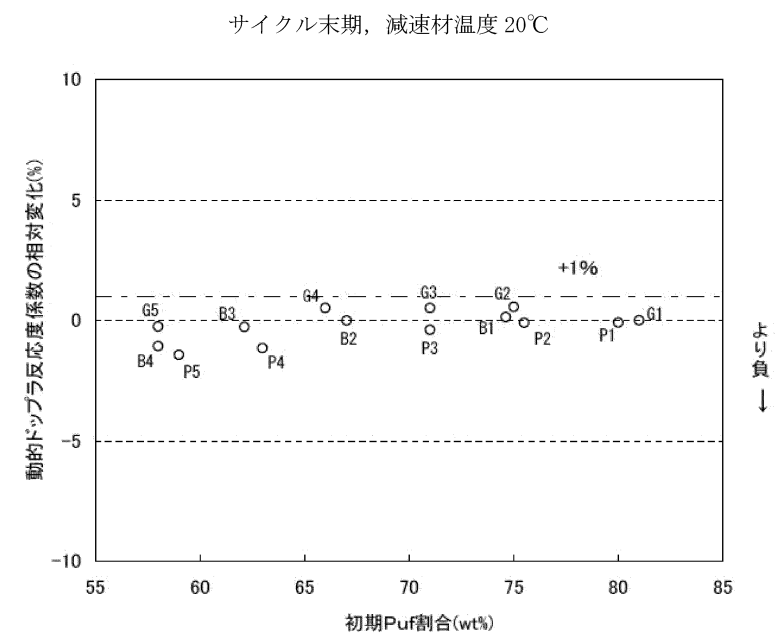


図3 初期P u組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価 (実行遅発中性子割合は各組成の値) (基準は標準組成)

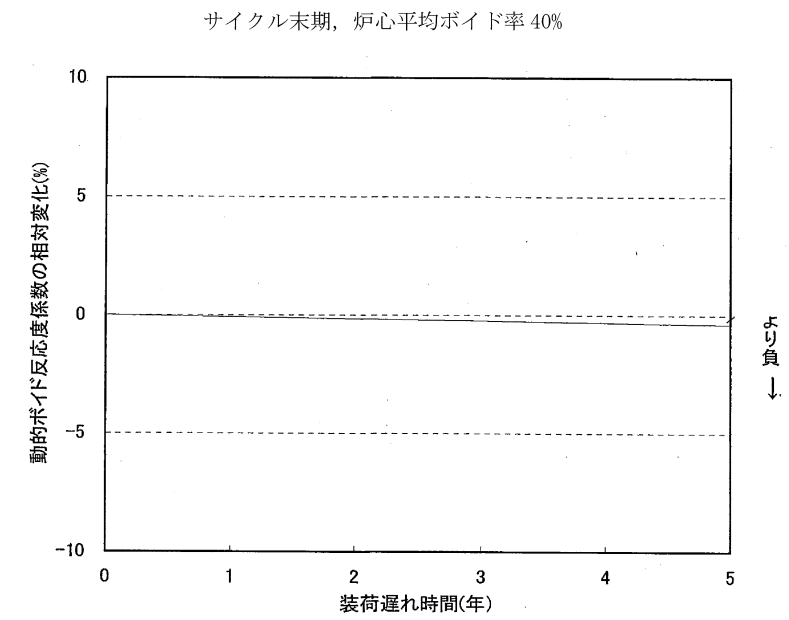


図4 装荷遅れが動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮※) (基準は標準組成)

※ 装荷遅れによるPu組成の変動 (^{241}Pu の減少と ^{241}Am の増加)により, 遅発中性子割合が変動することを考慮していることをいう。

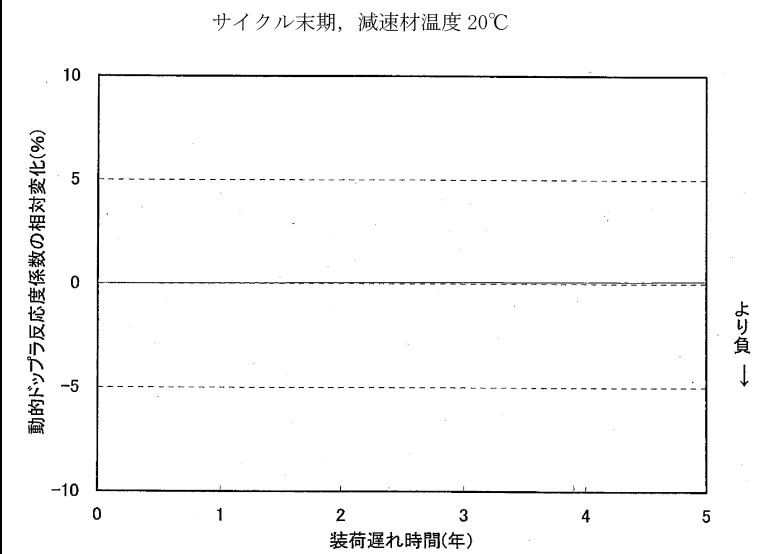


図5 装荷遅れが動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮) (基準は標準組成)

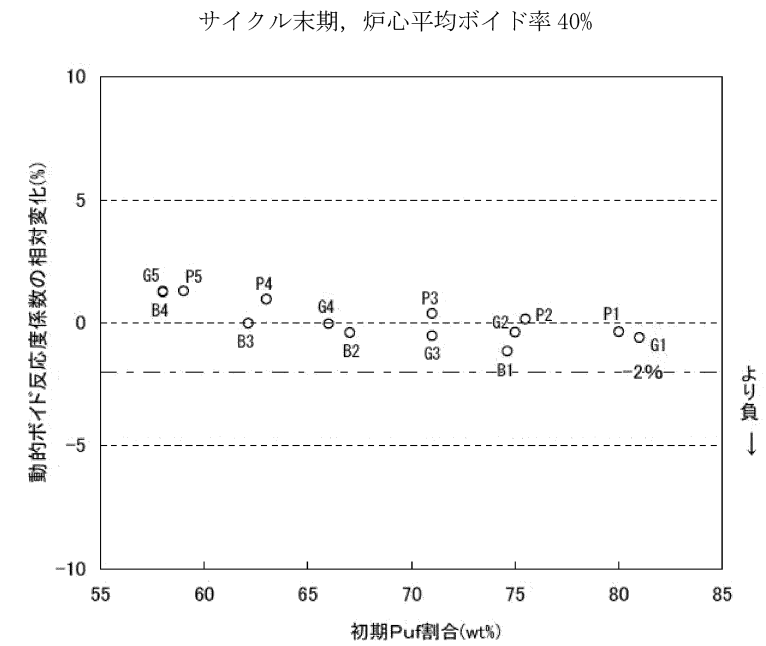


図6 初期組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値, 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮) (基準は標準組成)

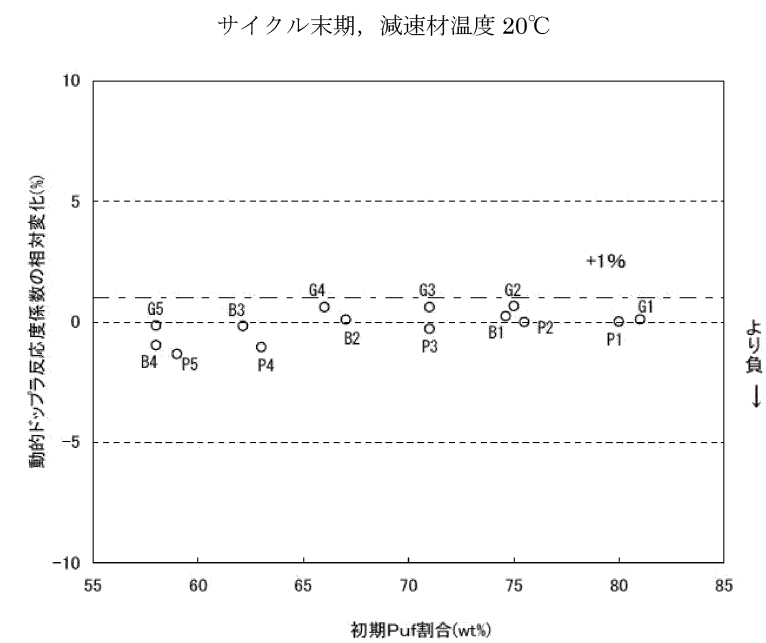


図7 初期組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値, 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮) (基準は標準組成)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																		
		<p>(5) 解析結果へ及ぼす影響</p> <p>解析コード (REDYコード) [1] (以下, 本補足では「コード説明資料」という。) では, 原子炉圧力, 燃料被覆管温度が注目パラメータとなる短時間領域をサブ時間領域1 (出力変動期), サブ時間領域2 (出力抑制期), サブ時間領域3 (出力再上昇期) の3つのサブ時間領域に細分化した上で動的反応度係数の保守因子の評価をしており, その結果は下表のとおりである。</p> <p>表2 原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象中の動的反応度係数の保守因子 (平衡サイクル末期)</p> <table border="1" data-bbox="1745 722 2493 898"> <thead> <tr> <th rowspan="2">反応度係数 細分割区分</th> <th colspan="3">動的ボイド係数</th> <th colspan="3">動的ドップラ係数</th> </tr> <tr> <th>下限値</th> <th>ノミナル</th> <th>上限値</th> <th>下限値</th> <th>ノミナル</th> <th>上限値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>サブ時間領域1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>サブ時間領域2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>サブ時間領域3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>MOX燃料を装荷した炉心では標準組成MOX燃料装荷炉心を想定しているため, これに加えて, 初期Pu組成変動, 及び装荷遅れの影響を考慮し, 更に動的ボイド係数で [] 倍, 動的ドップラ係数で [] 倍を見込む必要がある。このため, 島根原子力発電所2号炉について, 表2の動的ボイド係数, 動的ドップラ係数の上限値/下限値にPu組成による変動を組み合わせた場合の感度解析を実施した。なお, サブ時間領域1は事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加は小さいと考えられるため, 表2の (※) はコード説明資料の「その他の要因による安全余裕」を含まず記載しているが, 感度解析では保守的に「その他の要因による安全余裕」として動的ボイド係数 [] %, 動的ドップラ係数 [] %を考慮した。</p> <p>感度解析結果によると, 有効性評価結果からの上昇幅は最大でも原子炉圧力で約0.09MPa, 燃料被覆管温度で約12℃であり, いずれの場合においても判断基準に対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>参考文献</p> <p>[1] 「沸騰水型原子力発電所 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(REDY)について」, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成30年5月</p>	反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数			下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値	サブ時間領域1							サブ時間領域2							サブ時間領域3							
反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数																																	
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値																															
サブ時間領域1																																					
サブ時間領域2																																					
サブ時間領域3																																					

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料2.5.2</p> <p style="text-align: center;">自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について</p> <p>自動減圧系は、<u>ドライウエル圧力高 (13. 7kPa [gage]) 信号が発生し、原子炉水位低 (レベル1) 信号が発生すると自動起動信号が発信され、発信から30秒の時間遅れの後、高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。</u></p> <p><u>自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合、高圧炉心注水系、低圧注水系によって、炉心に大量の低温の水が注入される。これは、制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対しては、炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。</u></p> <p><u>この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時に自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており、手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し、本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作を期待する。</u></p> <p>2. 自動減圧系の自動起動阻止操作に関する訓練について</p> <p><u>本事象では、事象発生から約4分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、その後30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することとしている。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料2.5.2</p> <p style="text-align: center;">自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について</p> <p>自動減圧系は、中小破断LOCA時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。</p> <p>自動減圧系は、<u>ドライウエル圧力高 (13. 7 kPa [gage]) 信号及び原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号により自動作動信号が発信され、120秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの吐出圧力が確立している場合に、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を開放する。</u></p> <p>原子炉停止機能喪失時に自動減圧系により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで、急激な原子炉出力上昇をもたらすこととなる。</p> <p>このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の起動を阻止することを明確にしており、また、起動阻止用の操作スイッチを設けている。</p> <p>2. 自動減圧系の自動起動阻止操作について</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、<u>事象発生約232 秒後に自動減圧系のタイマーが作動し、起動阻止操作をしない場合には、この120秒後に逃がし安全弁が開放する。</u>このため、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、<u>事象発生約4 分後に自動減圧系等の起動阻止操作を</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料2.5.3</p> <p style="text-align: center;">自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>1. 自動減圧系等の自動起動阻止操作について</p> <p>自動減圧系は、中小破断LOCA時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。</p> <p>自動減圧系は、<u>格納容器圧力高 (13. 7kPa [gage]) 信号及び原子炉水位低 (レベル1) 信号により自動起動信号が発信され、発信から120秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去ポンプの遮断機が閉となっている場合に、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6 個が開放する。</u></p> <p><u>原子炉停止機能喪失時に自動減圧系等により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで急激な出力上昇をもたらすこととなる。</u></p> <p><u>このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の起動を阻止することを明確にしており、起動阻止用の操作スイッチを設けている。また、代替自動減圧機能についても同じタイミングで起動を阻止することとしており、別に起動阻止用の操作スイッチを設けている。</u></p> <p>2. 自動減圧系等の自動起動阻止操作に関する訓練について</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、<u>事象発生から約7.9分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、起動阻止操作をしない場合には、120秒後に逃がし安全弁が開放する。</u>このため、<u>原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生約5 分後に自動減圧系等の起動阻止</u></p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は自動減圧系、代替自動減圧系に各々自動起動阻止スイッチがある。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、自動減圧系が作動するインターロックとして低圧 E C C S 系の遮断機閉を条件としている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は自動減圧系、代替自動減圧系に各々自動起動阻止スイッチがある。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>これは事象発生から10分以内の操作であり、他の操作では見込んでいる運転員操作までの10分の時間余裕を考慮していない。</p> <p><u>本操作は制御棒挿入失敗事象が発生した場合の重要な操作であり、運転員の訓練を重ねている操作であるが、他の操作と同様に10分の時間余裕を条件とすると、評価に組み込むことができず、炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価とならない。</u></p> <p><u>このため、本操作に関しては、その操作が容易なスイッチ操作であること、本操作の重要性を訓練で繰り返し運転員に周知していること、本操作の判断の余裕として設計されている時間が30秒であること等を考慮し、事象発生から10分以内の操作であるものの、設計の思想どおりに評価に見込むものとした。</u></p> <p>なお、<u>運転員の手順書においては自動減圧系の自動起動信号が発信する前に、それに至る可能性がある場合は自動起動阻止操作を実施することを定めている。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>実施することとしている。</p> <p>これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んでいる事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。</p> <p>原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。</p> <p>以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生<u>の4分後に自動減圧系の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。</u></p> <p>なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系の自動起動阻止操作の完了まで<u>約2分</u>で実施可能である。</p>	<p><u>操作を実施することとしている。</u></p> <p>これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んでいる事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。</p> <p>原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。</p> <p><u>以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分間の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生<u>の5分後に自動減圧系等の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。</u></u></p> <p>なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系等の自動起動阻止操作の完了まで<u>約1分</u>で実施可能である。</p>	<p>島根2号炉は、手順に従ったADSの自動起動阻止操作の時間を設定。</p> <p>【東海第二】 起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順に従ったADSの自動起動阻止操作の時間を設定。</p> <p>【東海第二】 起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。</p> <p>・訓練実績の相違 【東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は原子炉停止機能喪失時に自動</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			減圧系等の自動起動阻止操作を実施する。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.3</p> <p style="text-align: center;">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，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（原子炉停止機能喪失）</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が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（原子炉停止機能喪失）</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，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>島根 2号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。</p>
<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>高圧炉心注水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が冠水し，炉心の冷却が維持される。</p> <p>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>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>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。</p> <p>ほう酸水注入系を用いた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達成され，その後も高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>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が冠水し，炉心の冷却が維持される。</p> <p>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，未臨界が達成され，その後も高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>残留熱除去系による<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>運転による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、<u>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</u>ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、<u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</u></p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>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。</p> <p>また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うこと</u>によって、安定状態の維持が可能となる。</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施</u>する。原子炉出力が高めに維持されている期間は、<u>格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇を継続するが、ほう酸水注入系により未臨界が達成されると低下傾向となり</u>、格納容器温度は150℃を下回るとともに、<u>逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回</u>ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の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。</p> <p>また、<u>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続</u>することで、安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、<u>ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。</u></p> <p>(添付資料2.1.2別紙1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>残留熱除去系による<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>運転による原子炉格納容器の除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、<u>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</u>ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の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。</p> <p>また、<u>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続</u>することで、安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、<u>ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。</u>(添付資料2.1.1別紙1参照)</p>	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (原子炉停止機能喪失) (1/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び運転員等) の不確かさ		条件設定の考え方	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よる影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響	
原子炉熱出力	3.000MW (実績値)	3.025MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を以て設定する	最確条件とした場合には最大出力が設定が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大出力が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大出力密度にて説明する。	
原子炉圧力	7.0MPa (gauge) (実績値)	約7.030MPa (gauge) (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカーフ下端から116cm) (実績値)	通常運転水位 (セパレータスカーフ下端から116cm) (実績値)	通常運転水位の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉水位は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉水位は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	
炉心温度	32.300℃ (実績値)	定格炉心温度の約91%~約110% (実績値)	定格炉心温度として設定	炉心温度は炉心温度の約91%~約110% (実績値)として設定	炉心温度は炉心温度の約91%~約110% (実績値)として設定	
炉心流量	7.640t/h (実績値)	約7.620t/h~約7.710t/h (実績値)	定格炉心流量として設定	定格炉心流量として設定	定格炉心流量として設定	
炉心圧差	21℃ (実績値)	約21℃~約21℃ (実績値)	定格炉心圧差として設定	定格炉心圧差として設定	定格炉心圧差として設定	
燃料棒出口中心	9.9% (実績値)	約9.9%以上 (実績値)	定格燃料棒出口中心として設定	定格燃料棒出口中心として設定	定格燃料棒出口中心として設定	
最小熱出力比	1.22 (実績値)	約1.20以下 (実績値)	定格最小熱出力比として設定	定格最小熱出力比として設定	定格最小熱出力比として設定	
最大熱出力密度	44.000%/h (実績値)	約44.000%/h以下 (実績値)	定格最大熱出力密度として設定	定格最大熱出力密度として設定	定格最大熱出力密度として設定	

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (1/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響		評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響	
原子炉熱出力 (圧力容器下二ム部)	3.293MW (実績値)	約3.270MW~約3.320MW (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には最大出力が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大出力が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大出力密度にて説明する。	
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカーフ下端から126cm) (実績値)	約6.91MPa (gauge)~約6.94MPa (gauge) (実績値)	定格原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉水位は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉水位は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	
炉心流量	約41.06×10 ⁴ t/h (炉心流量の85%流量)	約36%~約104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心流量は炉心流量の約36%~約104% (実績値)として設定	炉心流量は炉心流量の約36%~約104% (実績値)として設定	
主蒸気流量	6.420t/h (実績値)	約6.398t/h~約6.466t/h (実績値)	定格主蒸気流量として設定	定格主蒸気流量として設定	定格主蒸気流量として設定	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (原子炉停止機能喪失) (1/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び運転員等) の不確かさ		条件設定の考え方	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よる影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響	
原子炉熱出力	2.400MW (実績値)	2.430MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には最大出力が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大出力が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大出力密度にて説明する。	
原子炉圧力	6.930MPa (gauge) (実績値)	約6.77~6.79MPa (gauge) (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	
原子炉水位	通常運転水位 (炉水分離器下流から5+83cm) (実績値)	通常運転水位 (炉水分離器下流から約55cm~約+85cm) (実績値)	通常運転水位の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉水位は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉水位は安全弁により制御されるため普通運転による影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。	
炉心流量	35.0×10 ⁴ t/h (実績値)	定格炉心流量の約85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心流量は炉心流量の約85~104% (実績値)として設定	炉心流量は炉心流量の約85~104% (実績値)として設定	
主蒸気流量	4.74×10 ⁴ t/h (実績値)	4.74×10 ⁴ t/h (設計値)	定格主蒸気流量として設定	定格主蒸気流量として設定	定格主蒸気流量として設定	
炉水温度	21℃ (実績値)	約21℃ (実績値)	初期炉水温度21℃から主蒸気発生炉停止に伴う炉水加熱損失後、200秒程度で炉水温度が低下し、その後150℃で定格	初期炉水温度21℃から主蒸気発生炉停止に伴う炉水加熱損失後、200秒程度で炉水温度が低下し、その後150℃で定格	初期炉水温度21℃から主蒸気発生炉停止に伴う炉水加熱損失後、200秒程度で炉水温度が低下し、その後150℃で定格	
燃料棒出口中心	9.9% (実績値)	約9.9%以上 (実績値)	炉心流量の約85%~約104% (実績値)として設定	炉心流量の約85%~約104% (実績値)として設定	炉心流量の約85%~約104% (実績値)として設定	
最小熱出力比 (MACPR)	1.25 (実績値)	約1.35以上 (実績値)	通常運転時の熱的閉鎖を設定	通常運転時の熱的閉鎖を設定	通常運転時の熱的閉鎖を設定	
燃料棒最大熱出力密度 (MLITIG R)	44.000%/h (実績値)	約40.000%/h以下 (実績値)	通常運転時の熱的閉鎖を設定	通常運転時の熱的閉鎖を設定	通常運転時の熱的閉鎖を設定	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	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よる影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響	
棒データ (動的ドロップ係数)	サイクル末期の値の1.25倍	-	サイクル末期の方がサイクル初期に比べて棒係数の値が小さくなるため、棒係数の値が小さくなる。運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
棒データ (動的ドロップ係数)	サイクル末期の値の0.9倍	-	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
燃料棒劣化係数 (ドラッグウェル)	7.350m ² (設計値)	7.350m ² (設計値)	ドライウェル内体積の設計値(全体積から内部機器及び積載物の体積を除いた値)	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料棒劣化係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料棒劣化係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料棒劣化係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
格納容器内温度 (ドロップウェル)	初期値: 5.960m ² 設計値: 5.960m ² 約3.560m ² ~約3.95m ² (実稼働)	初期値: 5.960m ² 設計値: 5.960m ² 約3.560m ² ~約3.95m ² (実稼働)	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器内温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器内温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器内温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器内温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
サブプレッション ポンプ・チェンバール プール水温	約35℃~約35℃ (実稼働)	約35℃~約35℃ (実稼働)	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
格納容器圧力	5.20kPa[design] (実稼働)	5.20kPa[design] (実稼働)	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
復水炉冷却水量	約35℃~約50℃ (実稼働)	約35℃~約50℃ (実稼働)	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、復水炉冷却水量の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、復水炉冷却水量の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、復水炉冷却水量の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、復水炉冷却水量の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (2/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響		評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響	
給水温度	約216℃	約217℃~約219℃	初期運転時約216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失の後、電動給水ポンプ停止時点で約84℃まで低下	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、給水温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、給水温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、給水温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
燃料及び炉心	9×9燃料(A型) 炉心	最新炉心 炉心	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その違いの影響は修正Boshell-Rohsenow式及び相関式2の保守性におおむねおさえられることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料及び炉心の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料及び炉心の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料及び炉心の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
最小限界出力比	1.24		通常運転時の熱的制限値として設定	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、最小限界出力比の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、最小限界出力比の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、最小限界出力比の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
燃料棒最大 線出力密度	44.0kW/m	約33.4kW/m ² 約44.0kW/m ² (実稼働)	線出力比指標* 0.98以下 (実稼働) * 実際の運転管理 上は、最小限界出力 比の運転制限値を 除した線出力比で 最小限界出力比を 指し、この値が1 以下であれば線界 出力比の制限値を 超過していない	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料棒最大線出力密度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料棒最大線出力密度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、燃料棒最大線出力密度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	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よる影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響	
動的ドロップ係数	9×9燃料(A型)及びMOX燃料226体を装備した標準サイクル末期時点を0.9×0.99倍した値	-	圧力上昇による棒係数の値が小さくなるため、棒係数の値が小さくなる。運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、棒データの不確かさを考慮して設定している動的棒係数の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
格納容器内温度 (ドロップウェル)	7.900m ² (設計値)	7.900m ² (設計値)	ドライウェル内体積の設計値(内部機器及び積載物の体積を除いた値)を設定	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器内温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器内温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器内温度の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
格納容器圧力 (サブプレッション ポンプ・チェンバール プール水温)	約35℃	約35℃~約50℃ (実稼働)	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、サブプレッションポンプ・チェンバールプール水温の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。
格納容器圧力	5.20kPa[design] (実稼働)	約5.1kPa[design]~約7.7kPa[design] (実稼働)	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。	運転員等操作時間による影響は小さい。なお、格納容器圧力の値は、運転員等操作時間の影響は小さい。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (3/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原因事象	主蒸気隔離弁の閉閉止	-	炉心への反応度印の観点で強い過渡現象として設定	-	-
安全機能等の喪失に対する判定	原子炉停止機能、貫通での原子炉スクラム及び代替制御機能の喪失	-	バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-
評価対象とする炉心の状態	炉心温度のサイクリック変動	-	サイクル初期に比べて動的ボイド生成の増加が大きいことを考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-
初期条件	外部電源あり	-	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは事故発生と同時にトリップせず、原子炉停止機能の喪失を考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-
解析条件	主蒸気隔離弁の閉閉止	土蒸気隔離弁閉	設計値の下限 (最も厳しい場合) として設定	-	-
初期条件	外部電源あり	-	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは事故発生と同時にトリップせず、原子炉停止機能の喪失を考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-
解析条件	外部電源あり	外部電源あり	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは事故発生と同時にトリップせず、原子炉停止機能の喪失を考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-
初期条件	外部電源あり	-	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは事故発生と同時にトリップせず、原子炉停止機能の喪失を考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-
解析条件	外部電源あり	外部電源あり	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは事故発生と同時にトリップせず、原子炉停止機能の喪失を考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/6)

項目 H	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器圧力 (動的ボイド生成)	平衡中心サイクリック期間の短×1.25	-	サイクル末期の方がサイクリック初期に比べてボイド反応度印増加割合が大きく、保守的評価となることから、サイクリック期間として設定	-	-
	平衡中心サイクリック期間の短×0.9	-	サイクリック初期に比べて動的ボイド生成の増加が大きいことを考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-
格納容器圧力 (ドライウエール)	5.70m³	5.70m³ (設計値)	設計値	-	-
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空潤滑: 4.10m³ 液潤滑: 3.30m³	空潤滑: 3.30m³ 液潤滑: 4.10m³	設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・チェンバの水位として設定)	-	-
サブプレッジョン・チェンバの水位	32℃	約15℃～約32℃ (共置機)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバの水位として設定	-	-
格納容器圧力	58kPa(gage)	約2.5kPa(gage)～約4.7kPa(gage) (共置機)	通常運転時の格納容器圧力を考慮	-	-

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (3/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	主蒸気隔離弁の閉閉止	-	炉心への反応度印の観点で強い過渡現象として設定	-	-
安全機能等の喪失に対する判定	原子炉停止機能喪失 手動での原子炉スクラム失敗 代替制御機能の喪失	-	バックアップも含めたすべての制御機能の喪失を考慮	-	-
評価対象とする炉心の状態	9×9 燃料 (A型) 及びMOX 燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期	-	サイクル初期に比べてボイド反応度印増加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定	-	-
外部電源	外部電源あり	-	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは事故発生と同時にトリップせず、原子炉停止機能の喪失を考慮し、バックアップを含めた全ての制御機能の喪失を考慮	-	-

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (4/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	機器条件			
原子炉降圧機	原子炉降圧機 (レベル2) またはドライウェル圧力高 (13.7MPa[gage]) によって自動起動、182m³/h (8.120MPa[dif]~1.00MPa[diff]) にて注水 注水遅れ時間 30秒	原子炉降圧機 (レベル2) またはドライウェル圧力高 (13.7MPa[gage]) によって自動起動、182m³/h (8.120MPa[dif]~1.00MPa[diff]) にて注水 注水遅れ時間 30秒	原子炉降圧機は同様として設定 原子炉降圧機は同様として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.8)
高圧炉心注水	原子炉水位低 (レベル1.5) またはドライウェル圧力高 (13.7MPa[gage]) によって自動起動、182m³/h (8.120MPa[dif]~1.00MPa[diff]) にて注水 注水遅れ時間 30秒	原子炉水位低 (レベル1.5) またはドライウェル圧力高 (13.7MPa[gage]) によって自動起動、182m³/h (8.120MPa[dif]~1.00MPa[diff]) にて注水 注水遅れ時間 30秒	高圧炉心注水系の設計値として設定	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) であっても、反応度増加として与える影響は小さい。 運転員等操作時間	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) であっても、反応度増加として与える影響は小さい。 (添付資料2.5.8)
電動駆動給水ポンプ	工務気漏検出の停止によりタービン電動駆動給水ポンプがトリップした後に、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとす。上層水罐の水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	工務気漏検出の停止によりタービン電動駆動給水ポンプがトリップした後に、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとす。上層水罐の水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	電動駆動給水ポンプの設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.8)
透かし弁機能	透かし弁機能 7.51MPa[gage]~7.80MPa[gage] 3833l/h[弁]~3804l/h[弁]	透かし弁機能 7.51MPa[gage]~7.80MPa[gage] 3833l/h[弁]~3804l/h[弁]	透かし弁機能の設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.8)
ほうろく注水	注水流量: 190L/min ほうろく流量: 13.44t/h	注水流量: 190L/min ほうろく流量: 13.44t/h	ほうろく注水系の設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.8)
残留熱除去系 (サブプレッショントラップモード)	熱交換器1基あたり約30MPa (サブプレッショントラップモード) において 海水温度 30℃	熱交換器1基あたり約30MPa (サブプレッショントラップモード) において 海水温度 30℃	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.8)

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	機器条件			
起因事故	主蒸気隔離弁の全弁閉止 原子炉停止機能、原子炉停止スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失 外部電源あり	主蒸気隔離弁の全弁閉止 原子炉停止機能、原子炉停止スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失 外部電源あり	起心への反応度増加の観点で厳しい過渡現象として設定 バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定 外部電源がある場合、事故発生と同時に給水・復水装置及び再循環ポンプがトリップせず、原子炉出力が高温化し、燃料温度が上昇し、燃料棒破断による放射能漏れが懸念されることとなる 設計値の下限 (最も短い時間) として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.7)
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3秒	3秒以上4.5秒以下	設計値の下限 (最も短い時間) として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.7)
ATWS緩和設備 (代替再循環ポンプトリップ機能)	再循環ポンプが、原子炉圧力高 (7.30MPa[gage]) (最大時間0.2秒) で2台全てがトリップ	再循環ポンプが、原子炉圧力高 (7.30MPa[gage]) (最大時間0.2秒) で2台全てがトリップ	再循環ポンプのインテロックとして設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.7)
電動駆動給水ポンプ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン電動駆動給水ポンプがトリップした後に、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとす 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン電動駆動給水ポンプがトリップした後に、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとす 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	電動駆動給水ポンプの設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.7)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (4/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	機器条件			
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	主蒸気隔離弁閉	設計値の下限 (最も短い時間) として設定	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追加される反応度は小さくなるが、事故発生からごく短時間の動作であり、運転員等操作時間には影響は小さい。	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追加される反応度は小さくなるが、事故発生からごく短時間の動作であり、運転員等操作時間には影響は小さい。
代替原子炉再循環ポンプトリップ	原子炉圧力高 (7.41MPa[gage]) 信号により原子炉再循環ポンプトリップ	原子炉圧力高 (7.41MPa[gage]) 信号により原子炉再循環ポンプトリップ	ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプ) の設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)
透かし弁機能	透かし弁機能 7.51MPa[gage]~7.80MPa[gage] 3833l/h[弁]~3804l/h[弁]	透かし弁機能 7.51MPa[gage]~7.80MPa[gage] 3833l/h[弁]~3804l/h[弁]	透かし弁機能の設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)
電動駆動給水ポンプ	工務気漏検出の停止によりタービン電動駆動給水ポンプがトリップした後に、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとす 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	工務気漏検出の停止によりタービン電動駆動給水ポンプがトリップした後に、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとす 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	電動駆動給水ポンプの設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)
原子炉降圧機	注水遅れ時間 30秒 注水流量 90m³/h (8.21~0.74 MPa[gage]) において、サブプレッショントラップモードにて注水遅れ時間 30秒	注水遅れ時間 30秒 注水流量 90m³/h (8.21~0.74 MPa[gage]) において、サブプレッショントラップモードにて注水遅れ時間 30秒	原子炉降圧機は同様として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)
高圧炉心注水	原子炉水位低 (レベル1.5) またはドライウェル圧力高 (13.7MPa[gage]) 信号によって自動起動、182m³/h (8.120MPa[dif]~1.00MPa[diff]) にて注水 注水遅れ時間 30秒	原子炉水位低 (レベル1.5) またはドライウェル圧力高 (13.7MPa[gage]) 信号によって自動起動、182m³/h (8.120MPa[dif]~1.00MPa[diff]) にて注水 注水遅れ時間 30秒	高圧炉心注水系の設計値として設定	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) であっても、反応度増加として与える影響は小さい。 運転員等操作時間	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) であっても、反応度増加として与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)
ほうろく注水	注水流量 192L/min ほうろく流量 13.44t/h	注水流量 192L/min ほうろく流量 13.44t/h	ほうろく注水系の設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)
残留熱除去系 (サブプレッショントラップモード)	熱交換器1基あたり約30MPa (サブプレッショントラップモード) において 海水温度 30℃	熱交換器1基あたり約30MPa (サブプレッショントラップモード) において 海水温度 30℃	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 運転員等操作時間	解析条件と同様であることから、事故進展に与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)

備考

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (6/6)

項 H	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉隔離時 冷却系	原子炉水位異常常低下 (レベル2)にて自動 起動 (遅れ時間: 0秒) ・注水流速: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常常低下 (レベル2)にて自動 起動 (遅れ時間: 30秒) ・注水流速: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~ 7.86MPa[gage]	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 注水遅れ時間は原子炉注水開始タイミンクが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることが多いことから、0秒を設定	最確条件とした場合には、印刷反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、印刷反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	注水流速: 163l/min ・注水遅度: 13.4wt%以上	注水流速: 163l/min (設計値) ・注水遅度: 13.4wt%以上	注入流量は、設計値を設定 ほう蔵水遅度は単位時間当たり りに投入される負の反応度が 小さくなるよう管理範囲の下 限値を設定	最確条件とした場合には、負の反応度印刷がおおむね早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及びサブプレッション・プールの水温の上昇が緩和されるため、これらのパラメータを操作開始の時点とする運転員等操作の開始は遅くなる。解析条件は最確条件と同等であり、事故進展に与える影響はない。	最確条件とした場合には、負の反応度印刷がおおむね早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及びサブプレッション・プールの水温の上昇が緩和されること、解析条件は最確条件と同等であり、事故進展に与える影響はない。
	熱交換器1基当たり 約53MW (サブプレッショント・プ ール水温100℃、海 水温27.2℃におい て)	熱交換器1基当たり 約53MW (サブプレッショント・プ ール水温100℃、海 水温27.2℃におい て)	残留熱除去系の設計値として 残留熱除去系の設計値として 設定	解析条件は最確条件と同等であり、事故進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり、事故進展に与える影響はない。

重大事
関連する
機器等
の故障
条件

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (原子炉停止機能喪失) (1/2)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析条件 (操作条件) の不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作
自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作

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

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作
操作条件	操作条件	操作条件	操作条件	操作条件	操作条件	操作条件

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (原子炉停止機能喪失) (1/2)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析条件 (操作条件) の不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作	自動減圧系等の自動停止操作
操作条件	操作条件	操作条件	操作条件	操作条件	操作条件	操作条件	操作条件

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

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
残圧熱除去系 (サブプレッション・ブール冷却系) による格納容器除熱熱操作	事故発生 17 分後	状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 原子炉停止機停止機運転時時には重要警報パラメータとなるサブプレッション・ブール水温度を継続監視しているため、認知に人権を漏れが生じることに加え、さらに、当直運転員の認知を助けるためにサブプレッション・ブール水温度上昇による複数の警報が発信する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【役割】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作】 操作所要時間 (サブプレッション・ブール冷却系) による格納容器除熱と外置熱除去系 (サブプレッション・ブール冷却系) による格納容器除熱とを併用して余裕時間も含め6分を設定している。中央制御室の制御員のスイッチ操作による簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 並列操作とは異なる要員による対応が可能であることから、操作開始時間面には与える影響はない。</p> <p>なお、原子炉停止機運転喪失時に反応度抑制のために実施する制御棒の手動伸入操作及び原子炉水位の低下維持操作は、複数の当直運転員にて優先順位に基づき分けて操作を実施することとしている。</p> <p>【操作の確実性】 中央制御室の制御員のスイッチ操作による簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>サブプレッション・ブール水温度の上昇に伴い警報が着目し、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、本機の操作開始時間には影響が小さい。当該操作は、操作手順が変わりがないため、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ないことから、他の操作との重なりも無い影響はない。</p>	<p>本機の操作開始時間は解析開始時間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>操作が遅れた場合にはサブプレッション・ブール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合、サブプレッション・ブール水温度は約 115℃ から上昇するが、サブプレッション・ブール水温度の上昇は緩やかであるため、限界温度が 200℃ に対して十分な余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ (模擬操作を含む。) にて訓練を実施し、残圧熱除去系 (サブプレッション・ブール冷却系) による格納容器除熱の時間について 6 分、想定している範囲内で検証している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.5</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響</p> <p><u>有効性評価では、炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認するための評価項目として、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。」が挙げられており、その要件として、「燃料被覆管の最高温度が1200℃以下であること。」及び「燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。」(以下「炉心冷却の要件」という。)が定められている。</u></p> <p><u>原子炉停止機能喪失の有効性評価における燃料被覆管温度の上昇は、原子炉圧力の上昇、原子炉圧力容器へのサブクール度の大きな冷却材の注入等、反応度投入に伴う出力上昇により、燃料被覆管表面での沸騰遷移(ドライアウト)が生じる状況下で確認される。</u></p> <p><u>ドライアウトに至り、急激に上昇した燃料被覆管温度は、再び冷却材によって冷却されることで急激に低下するが、燃料被覆管温度が上昇している途中で冷却材によって冷却される場合、冷却に転じる時点の燃料被覆管温度はリウエットのモデルの影響を大きく受けることとなる。</u></p> <p><u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、リウエット評価に日本原子力学会標準における相関式2を用いている。「原子炉停止機能喪失」のような燃料被覆管温度が高温となる範囲でも相関式2の保守性は維持されるものと考えるが、一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられる。このため、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。</u></p> <p>2. 評価条件</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及び100%とした場合について評価した。その他の条件については、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」)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.5</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移(ドライアウト)が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる(リウエット)ことで急速に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」(2003年6月、日本原子力学会)における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、その他の条件については、有効性評価の解析ケース(以下「ベースケース」という。)と同じである。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.6</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移(ドライアウト)が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる(リウエット)ことで急速に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」(2003年6月、日本原子力学会)における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合について評価した。その他の条件については、今回の有効性評価において示した解析ケース(以下「ベースケ</p>	<p>・解析条件の相違【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>という。)と同じである。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及び100%とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図1及び図2に、ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図3に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>リウエットを考慮しない場合、<u>事象発生の起因としている蒸気隔離弁の閉止に伴う反応度投入により、事象発生直後に燃料被覆管表面での沸騰遷移(ドライアウト)が生じ、リウエットに伴う大幅な温度低下が生じることなく燃料被覆管温度の高い状態が継続する。</u>その後、<u>復水器ホットウエルの水位低下に伴う電動駆動給水ポンプの停止、それに伴う原子炉水位の低下(レベル2)による再循環ポンプ6台のトリップにより、原子炉の出力が抑制されることで、燃料被覆管温度は大幅に低下する。</u></p> <p>燃料被覆管の最高温度は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、<u>炉心冷却の要件の1つである1200℃を下回る。</u>また、<u>燃料被覆管の酸化量は、リウエットを考慮しないことによって燃料被覆管表面が高温で維持される時間が長くなるため、ベースケースに比べて大きな値となるが、炉心冷却の要件の1つである15%を下回る。</u></p> <p>また、リウエットを考慮しない場合について、初期炉心流量の違いの影響を確認すると、初期炉心流量が90%の方が、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが、その幅は燃料被覆管の最高温度において約30℃、燃料被覆管の酸化量において1%以下であり、リウエットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約90℃、燃料被覆管の酸化量が約2%増加したことに比べるとその変化幅は小さく、いずれも炉心冷却の要件を満たしていることから、特別な対応が必要となるものではないと考える。</p> <p>以上の結果より、<u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉</u>では、リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及</p>	<p>3. 評価結果</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を第1図にベースケースの評価結果を第2図に示す。また、リウエットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第1表に、<u>燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較を第3図及び第4図に示す。</u></p> <p>リウエットを考慮しない場合、燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後、燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下による給水・復水系の停止に伴い原子炉水位が低下し、原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。</p> <p>燃料被覆管の最高温度及び酸化量は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、評価項目である1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%を下回る。</p> <p>以上の結果より、リウエットを考慮しない場合について、原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価して</p>	<p>ース)と同じである。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図1及び図2に、ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図3に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>リウエットを考慮しない場合、燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後、燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下による給水・復水系の停止に伴い原子炉水位が低下し、原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は大幅に低下する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度及び酸化量は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、評価項目である1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%を下回る。</p> <p>また、リウエットを考慮しない場合について、初期炉心流量の違いの影響を確認すると、初期炉心流量が85%の方が、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが、その幅は燃料被覆管の最高温度において約75℃、燃料被覆管の酸化量において約1.2%であり、リウエットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約262℃、燃料被覆管の酸化量が最大でも約3.1%増加したことに比べるとその変化幅は小さく、いずれも評価項目を満たしていることから、特別な対応が必要となるものではないと考える。</p> <p>以上の結果より、リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合について、原子炉停止機能</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																	
<p>び100%とした場合について、原子炉停止機能喪失事象への炉心損傷防止対策の有効性を評価しても炉心冷却の要件を満足することを確認した。したがって、<u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉</u>では、リウエットモデルの精度に係らず、<u>有効性評価「原子炉停止機能喪失」</u>において炉心冷却の要件を満足することが可能である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>表1 リウエット考慮の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="166 722 902 1024"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th colspan="2">感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>リウエット</td> <td colspan="2">考慮せず</td> <td>相関式2</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>初期炉心流量(%)</td> <td>90</td> <td>100</td> <td>100</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度(℃)</td> <td>約1180</td> <td>約1150</td> <td>約1060</td> <td>1200℃以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>5%以下</td> <td>4%以下</td> <td>2%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析		ベースケース	評価項目	リウエット	考慮せず		相関式2	-	初期炉心流量(%)	90	100	100	-	燃料被覆管の最高温度(℃)	約1180	約1150	約1060	1200℃以下	燃料被覆管の酸化量	5%以下	4%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	<p>も評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度に係らず、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。</p> <p>第1表 リウエット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響</p> <table border="1" data-bbox="952 716 1694 856"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (リウエット考慮無)</th> <th>ベースケース (相関式2)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度</td> <td>約1,060℃</td> <td>約872℃</td> <td>1,200℃以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>約2%以下</td> <td>1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式2)	評価項目	燃料被覆管最高温度	約1,060℃	約872℃	1,200℃以下	燃料被覆管の酸化量	約2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下	<p>喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度にかかわらず、<u>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」</u>において評価項目を満足することを確認した。</p> <p>表1 リウエット考慮の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="1777 701 2451 911"> <thead> <tr> <th rowspan="2">項目</th> <th colspan="2">感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th rowspan="2">評価項目</th> </tr> <tr> <th colspan="2">考慮せず</th> <th>相関式2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>リウエット</td> <td colspan="2">考慮せず</td> <td>相関式2</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>初期炉心流量(%)</td> <td>85</td> <td>100</td> <td>100</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度(℃)</td> <td>約1,155</td> <td>約1,080</td> <td>約818</td> <td>1,200℃以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量(%)</td> <td>約4.3</td> <td>約3.1</td> <td>1%以下</td> <td>15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析		ベースケース	評価項目	考慮せず		相関式2	リウエット	考慮せず		相関式2	-	初期炉心流量(%)	85	100	100	-	燃料被覆管の最高温度(℃)	約1,155	約1,080	約818	1,200℃以下	燃料被覆管の酸化量(%)	約4.3	約3.1	1%以下	15%以下	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 A B W R と B W R の設備の相違により、事象初期以降も柏崎 6/7 では再循環ポンプ 6 台の運転が継続しているため、給水加熱喪失過程における出力上昇が大きい。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は東海第二に比べ給水ポンプリップの時間が遅く、比較的出力が高い状態がより長く継続することから、燃料被覆管温度が高い。</p>
項目	感度解析		ベースケース	評価項目																																																																
リウエット	考慮せず		相関式2	-																																																																
初期炉心流量(%)	90	100	100	-																																																																
燃料被覆管の最高温度(℃)	約1180	約1150	約1060	1200℃以下																																																																
燃料被覆管の酸化量	5%以下	4%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																																																
項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式2)	評価項目																																																																	
燃料被覆管最高温度	約1,060℃	約872℃	1,200℃以下																																																																	
燃料被覆管の酸化量	約2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下																																																																	
項目	感度解析		ベースケース	評価項目																																																																
	考慮せず		相関式2																																																																	
リウエット	考慮せず		相関式2	-																																																																
初期炉心流量(%)	85	100	100	-																																																																
燃料被覆管の最高温度(℃)	約1,155	約1,080	約818	1,200℃以下																																																																
燃料被覆管の酸化量(%)	約4.3	約3.1	1%以下	15%以下																																																																

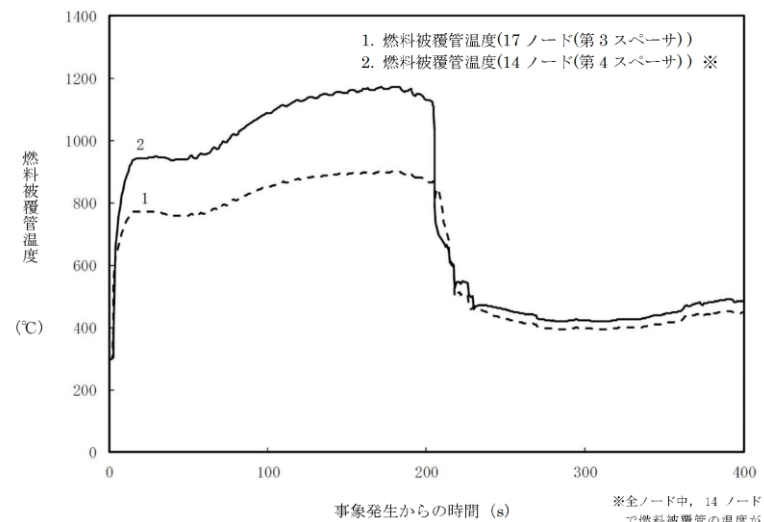


図1 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%)

図1 燃料被覆管温度の推移

(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%)

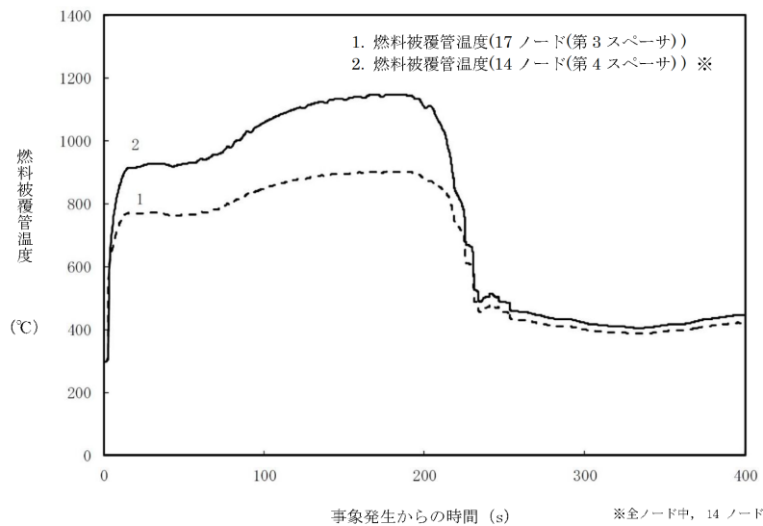
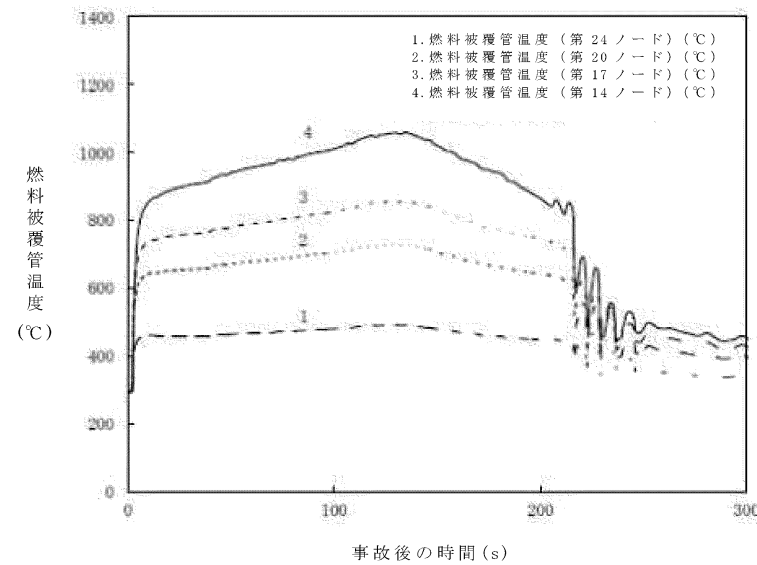


図2 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%)

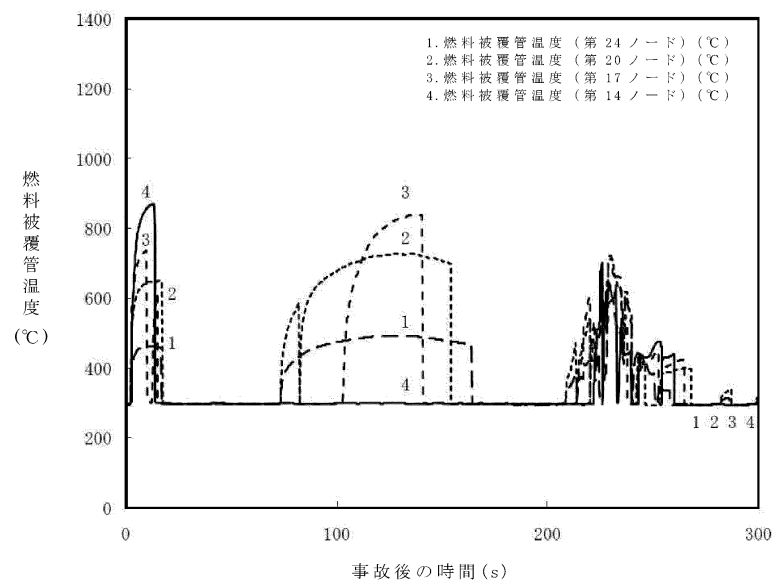
図2 燃料被覆管温度の推移

(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%)



第1 図 燃料被覆管温度の推移

(リウエットを考慮しない場合)



第2 図 燃料被覆管温度の推移

(ベースケース (相関式2))

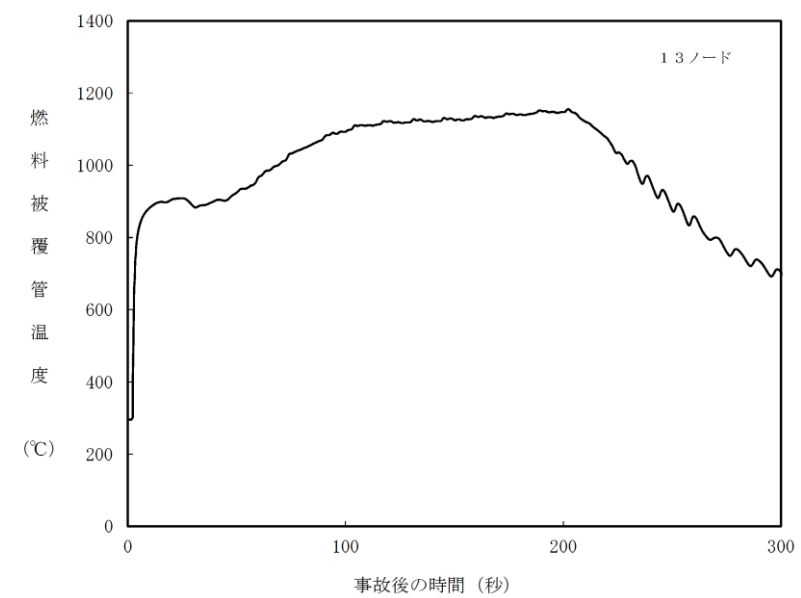


図1 燃料被覆管温度の推移

(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 85%)

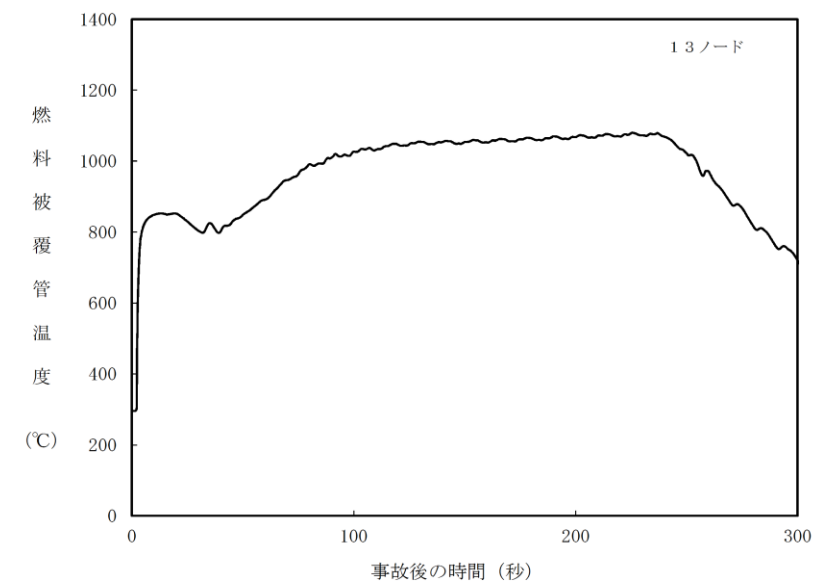


図2 燃料被覆管温度の推移

(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

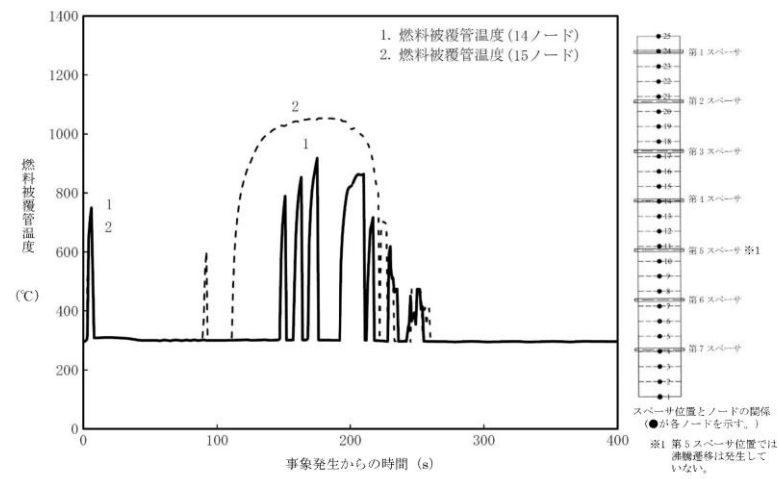
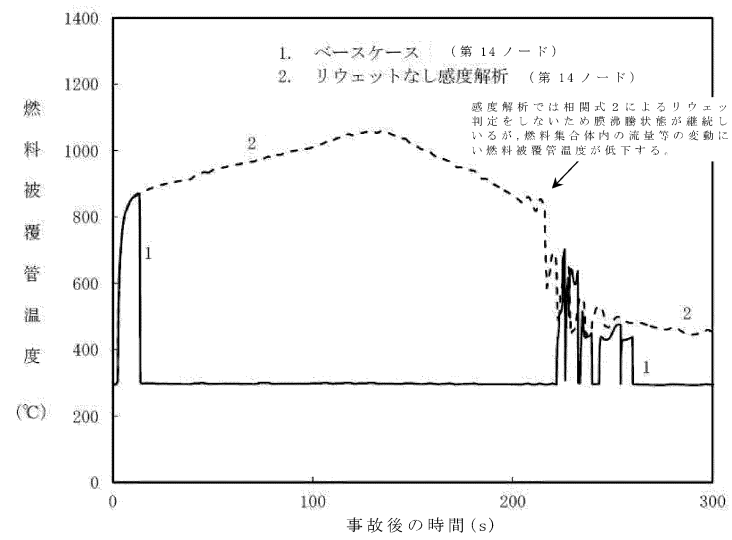
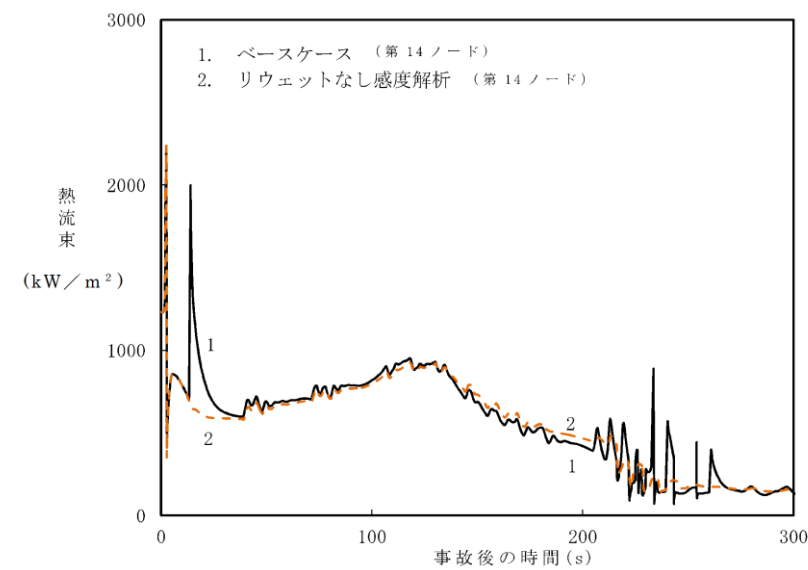


図3 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース)



第3図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較



第4図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較

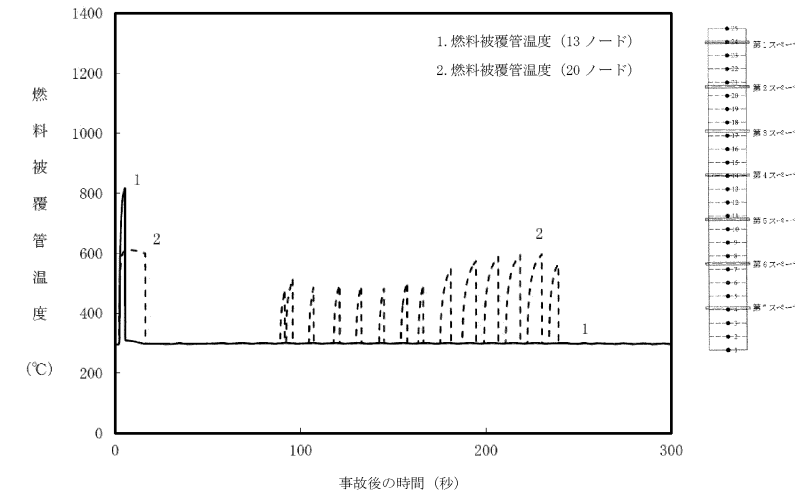


図3 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース)

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料2.5.9</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水系の機能及び再循環ポンプの機能は喪失しない。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対して、外部電源の有無以外は、ベースケースにおける評価条件と同等である。</p> <p>3. 評価結果 評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。 主蒸気隔離弁の閉止動作開始と同時に、外部電源が喪失するため、MGセットがついていない4台の再循環ポンプがトリップし、その後、MGセット付きの再循環ポンプ6台が約3秒後にトリップする。これにより、ベースケースに比べて出力上昇が抑えられることから、事象初期の出力上昇による燃料被覆管温度の上昇は、ベースケースの事象発生初期の一時的な最高値(約730℃)以下に抑えられる。原子炉圧力については、主蒸気隔離弁の閉止による上昇後、逃がし弁の開動作により低下する。炉心流量減少により原子炉出力が低下するため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値はベースケースと比べて低くなる。 また、外部電源喪失により給水流量が喪失して原子炉水位は低下する。水位の低下に伴い出力が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失状態による出力上昇は発生しない。サブプレッション・チェンバへ放出される蒸気量もベースケースと比較して少ないことにより、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値はベースケースと比べて低</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.5.7</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水・復水系や再循環系ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。</p> <p>3. 評価結果 評価結果を第1図から第13図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。 事象発生と同時に外部電源が喪失するため、再循環系ポンプが停止し、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇はベースケースに比べて低めとなる。同様に、サブプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。 また、外部電源喪失により給水・復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.5.7</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水・復水系や再循環ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。</p> <p>3. 評価結果 評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。 事象発生と同時に外部電源が喪失するため、原子炉再循環ポンプMGセットがトリップし、その後、原子炉圧力高(7.41MPa[gage])信号により原子炉再循環ポンプはトリップする。これにより、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇は、ベースケースの最高値(約818℃)に比べて低めとなる。同様に、サブプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。 また、外部電源喪失により給水・復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、再循環ポンプにMGセットがあるため記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																								
<p>くなる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>外部電源の有無による評価結果への影響を確認した結果、全ての評価項目のパラメータについて、ベースケースよりも低い値を示した。</p> <p>また、外部電源があることにより使用可能となる給水系及び再循環ポンプについては、これらの機能がある方が事象は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>表1 外部電源の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="225 894 842 1171"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源無)</th> <th>ベースケース (外部電源有)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度 (°C)</td> <td>約 710</td> <td>約 1060</td> <td>1200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>1%以下</td> <td>2%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 8.42</td> <td>約 9.08</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約0.08</td> <td>約0.19</td> <td>0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))</td> <td>約85</td> <td>約113</td> <td>200°C (限界温度)を下回る</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	評価項目	燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 710	約 1060	1200°C以下	燃料被覆管の酸化量	1%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.08	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る	原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約85	約113	200°C (限界温度)を下回る	<p>4. まとめ</p> <p>外部電源が無い場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>また、外部電源が有ることにより使用可能となる給水・復水系及び再循環系ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。</p> <p>第1表 外部電源の有無による評価項目パラメータへの影響</p> <table border="1" data-bbox="961 894 1691 1171"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源無)</th> <th>ベースケース (外部電源有)</th> <th>判断基準</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度 (°C)</td> <td>約 731</td> <td>約 872</td> <td>1,200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量 (%)</td> <td>1%以下</td> <td>1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 8.20</td> <td>約 8.42</td> <td>10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 0.14</td> <td>約 0.20</td> <td>0.62MPa[gage]を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温(°C))</td> <td>約 103</td> <td>約 115</td> <td>200°Cを下回る</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準	燃料被覆管最高温度 (°C)	約 731	約 872	1,200°C以下	燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.20	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.14	約 0.20	0.62MPa[gage]を下回る	原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温(°C))	約 103	約 115	200°Cを下回る	<p>4. まとめ</p> <p>外部電源がない場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>また、外部電源が有ることにより使用可能となる給水・復水系及び再循環ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。</p> <p>表1 外部電源の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="1774 894 2475 1129"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源なし)</th> <th>ベースケース (外部電源あり)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度 (°C)</td> <td>約 710</td> <td>約 818</td> <td>1200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量 (%)</td> <td>1%以下</td> <td>1%以下</td> <td>15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])</td> <td>約 8.60</td> <td>約 8.91</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未滿</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])</td> <td>約 122</td> <td>約 167</td> <td>853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未滿</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値 (サブプレッション・プール水温 (°C))</td> <td>約 100</td> <td>約 110</td> <td>200°C (格納容器限界温度)未滿</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目	燃料被覆管最高温度 (°C)	約 710	約 818	1200°C以下	燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.60	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未滿	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 122	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未滿	原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値 (サブプレッション・プール水温 (°C))	約 100	約 110	200°C (格納容器限界温度)未滿	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	評価項目																																																																								
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 710	約 1060	1200°C以下																																																																								
燃料被覆管の酸化量	1%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.08	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約85	約113	200°C (限界温度)を下回る																																																																								
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準																																																																								
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 731	約 872	1,200°C以下																																																																								
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下																																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.20	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.14	約 0.20	0.62MPa[gage]を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温(°C))	約 103	約 115	200°Cを下回る																																																																								
項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目																																																																								
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 710	約 818	1200°C以下																																																																								
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	15%以下																																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.60	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未滿																																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 122	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未滿																																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値 (サブプレッション・プール水温 (°C))	約 100	約 110	200°C (格納容器限界温度)未滿																																																																								

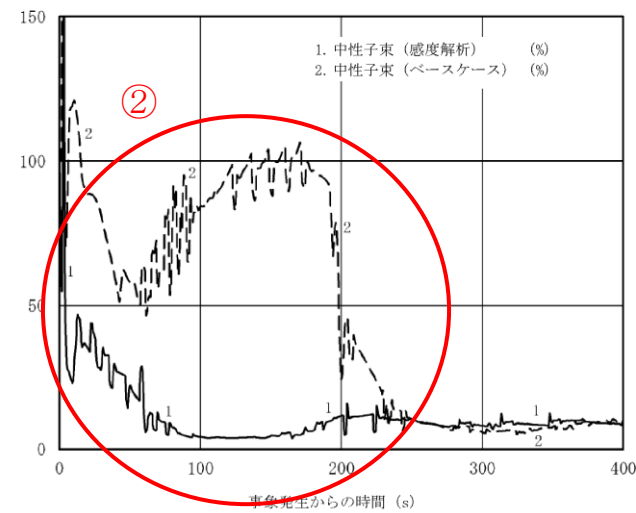


図1 中性子束の推移 (事象発生から400秒後まで)

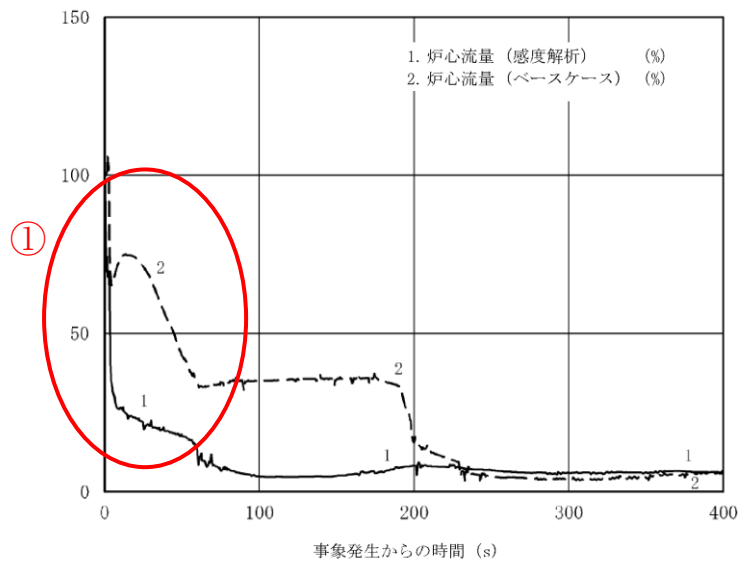
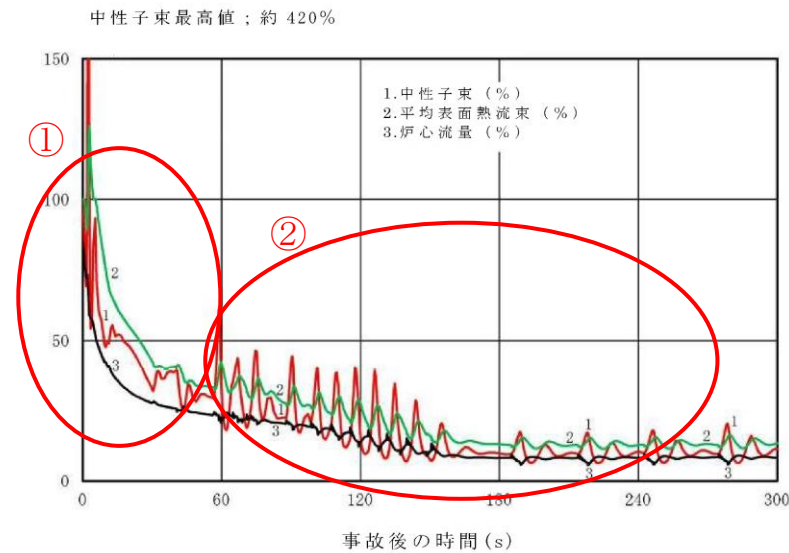


図2 炉心流量の推移 (事象発生から400秒後まで)



第1図 中性子束, 平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)

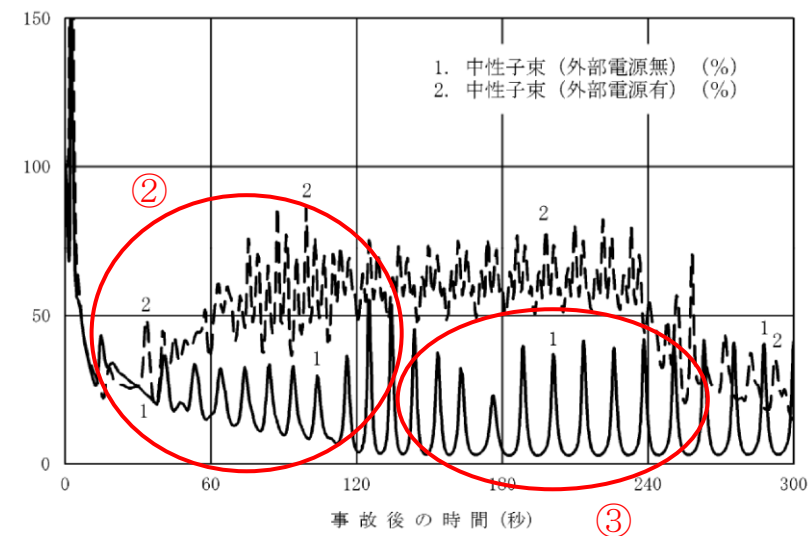


図1 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から300秒後まで)

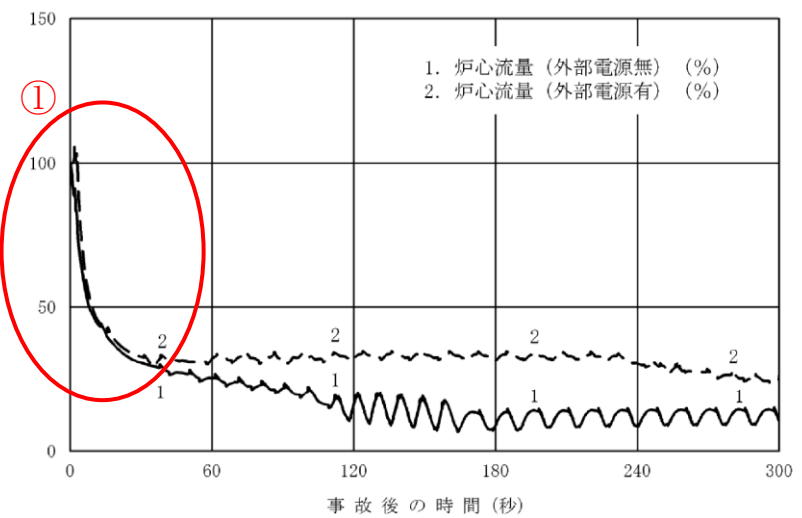


図2 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は、外部電源の有無の解析結果を重ねて記載。

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①外部電源喪失による再循環ポンプの全台トリップに伴う炉心流量の低下。

②外部電源喪失による給水ポンプトリップに伴い、給水加熱喪失による出力上昇の有無に差異あり。

③中性子束の変動幅
島根2号炉は、定格蒸気流量に対するSRV容量が大ききことにより出力変動幅が大きめとなっている。

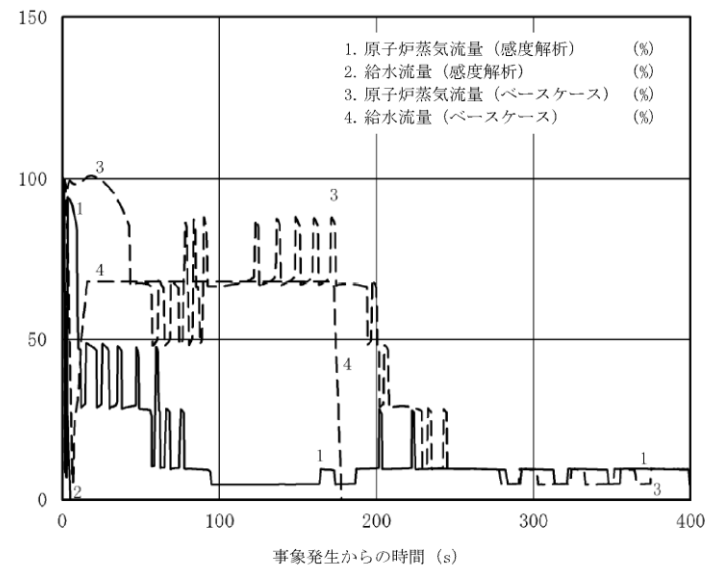


図3 原子炉蒸気流量、給水流量の推移
(事象発生から400秒後まで)

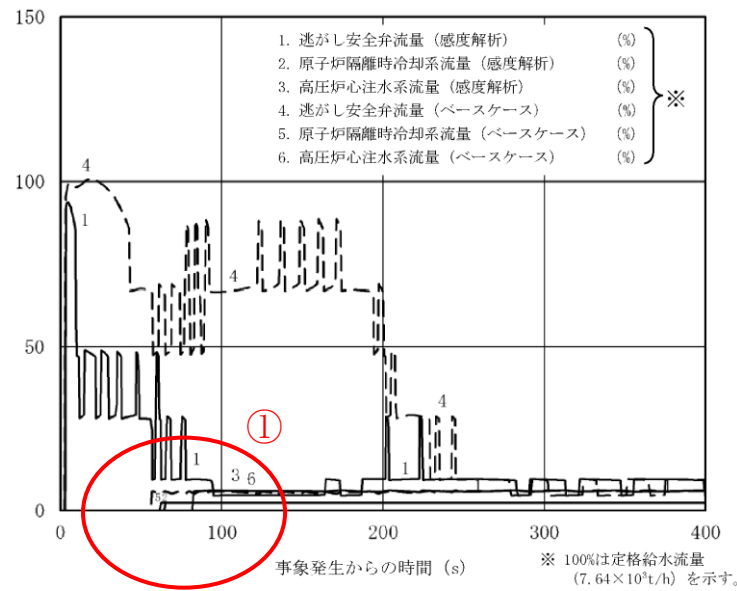
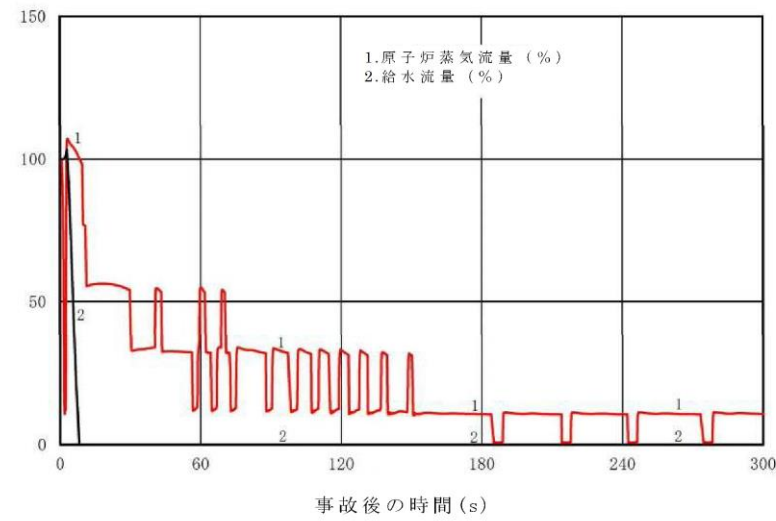
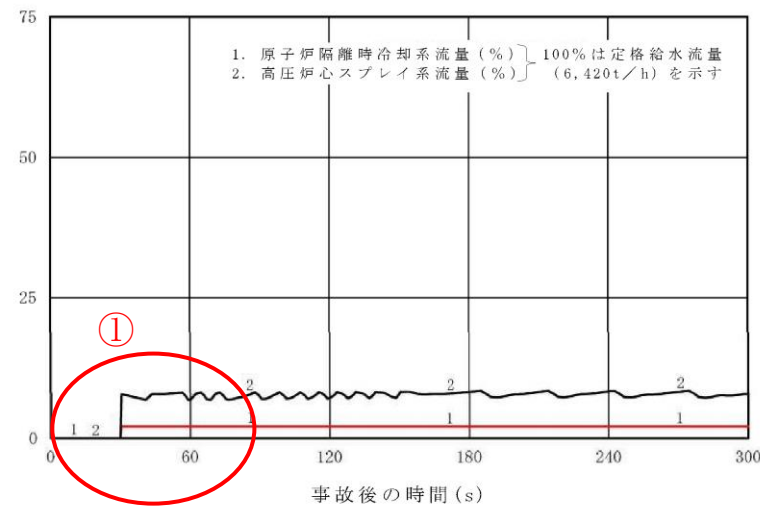


図4 逃がし安全弁、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から400秒後まで)



第2図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



第3図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の
推移 (短期)

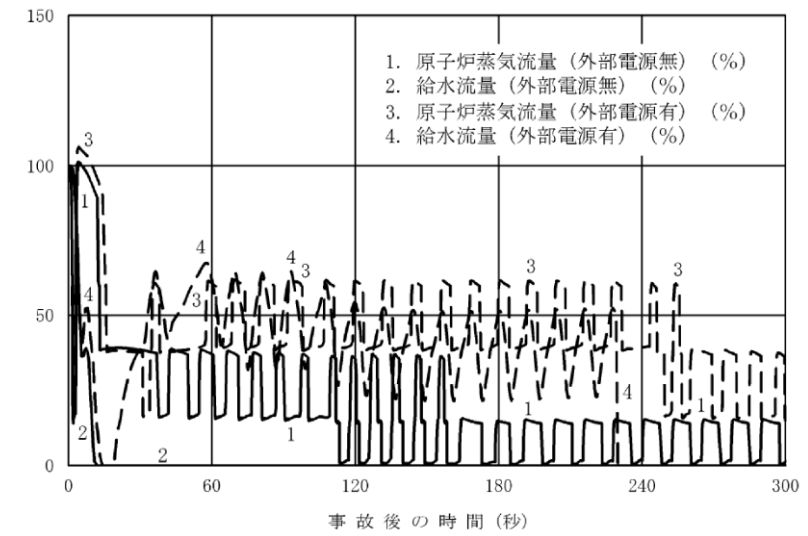


図3 外部電源がない場合の原子炉蒸気流量、給水流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

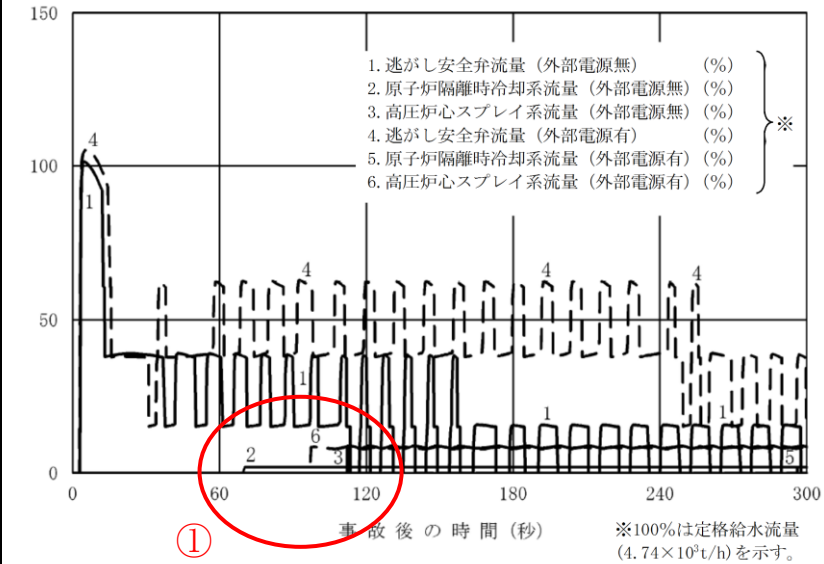


図4 外部電源がない場合の逃がし安全弁、原子炉隔離時冷却系、
高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・設備設計の相違
【東海第二】
①島根2号炉は、RCICとHPCSの起動する原子炉水位が異なる(柏崎6/7も同様)が、東海第二は同じ水位で両系が起動している。

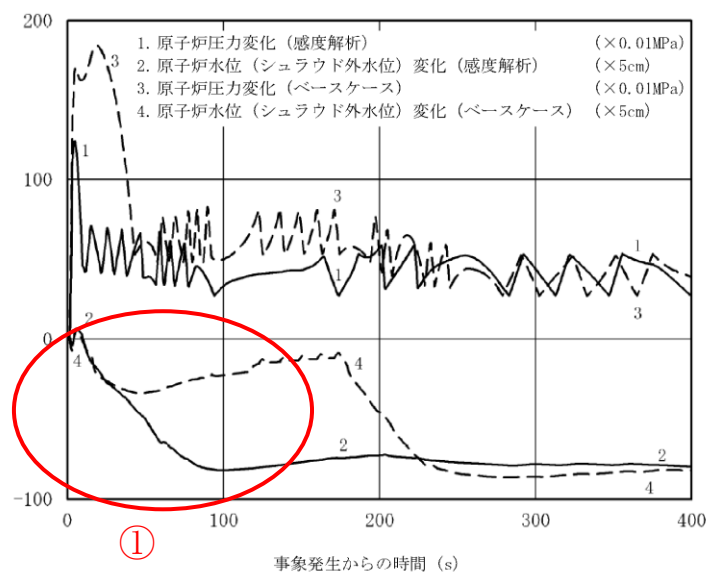
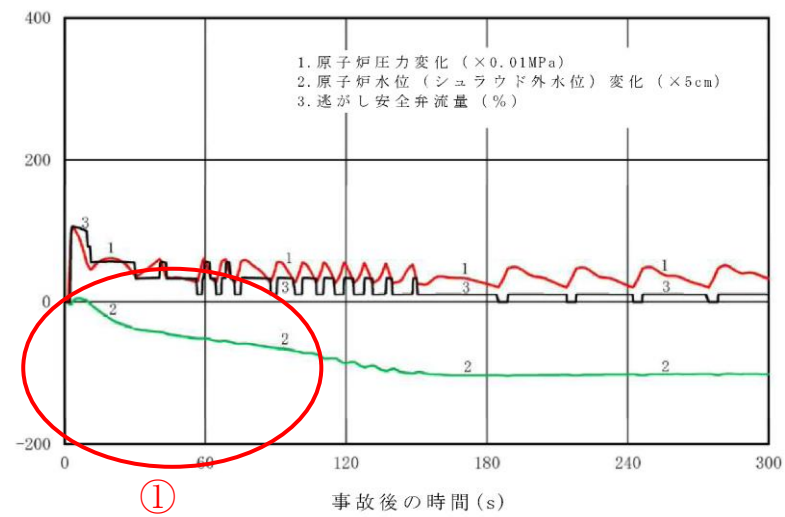
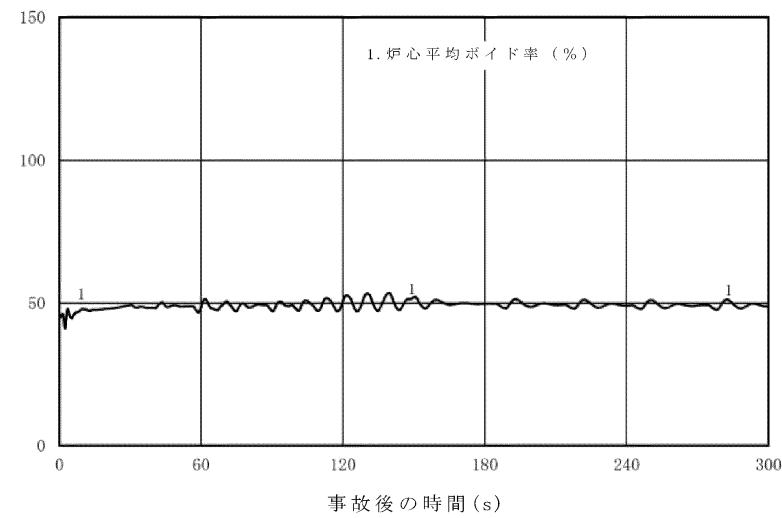


図5 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から400秒後まで）



第4図 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）及び
逃がし安全弁流量の推移（短期）



第5図 炉心平均ボイド率の推移（短期）

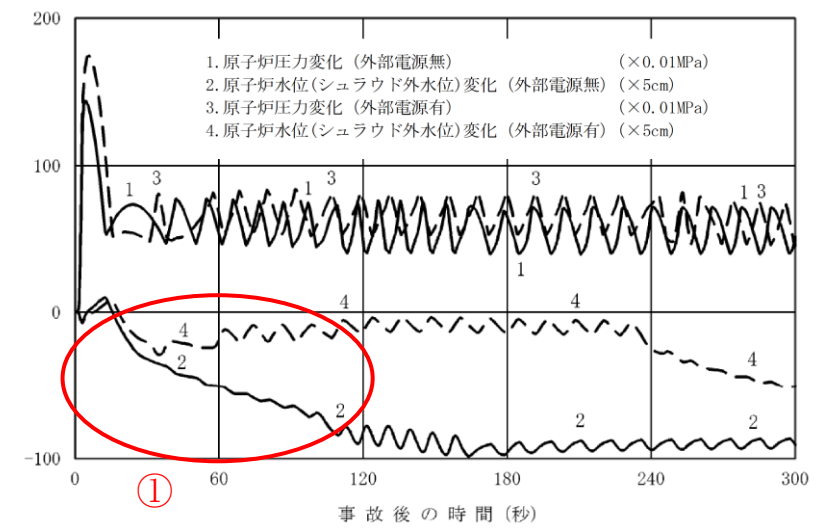


図5 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド
外水位）の推移（事象発生から300秒後まで）

・解析結果の相違
【柏崎6/7，東海第二】
①注水流量と注水開始
タイミングの相違によ
り，東海第二に比較して
島根2号炉の方が水位
低下速度が早い。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①外部電源喪失による再循環ポンプの全台トリップに伴う炉心流量の低下での挙動の相違。 【柏崎 6/7, 東海第二】 ②中性子束の変動幅の差異に伴う挙動の相違。
<p>図6 燃料被覆管温度*の推移 (15ノード, 事象発生から400秒後まで)</p>	<p>第6図 燃料被覆管温度(燃料被覆管最高温度発生位置)の推移 (短期)</p>	<p>図6 外部電源がない場合の燃料被覆管温度*の推移 (15ノード, 事象発生から300秒後まで)</p>	

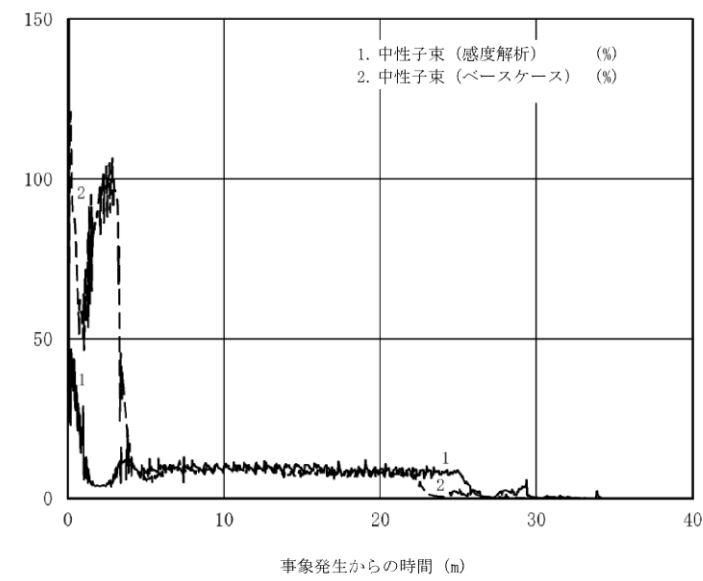


図7 中性子束の推移 (事象発生から40分後まで)

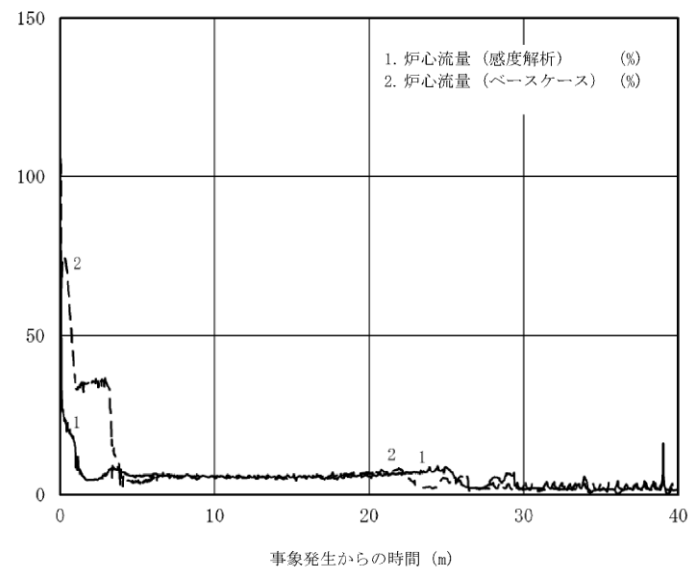
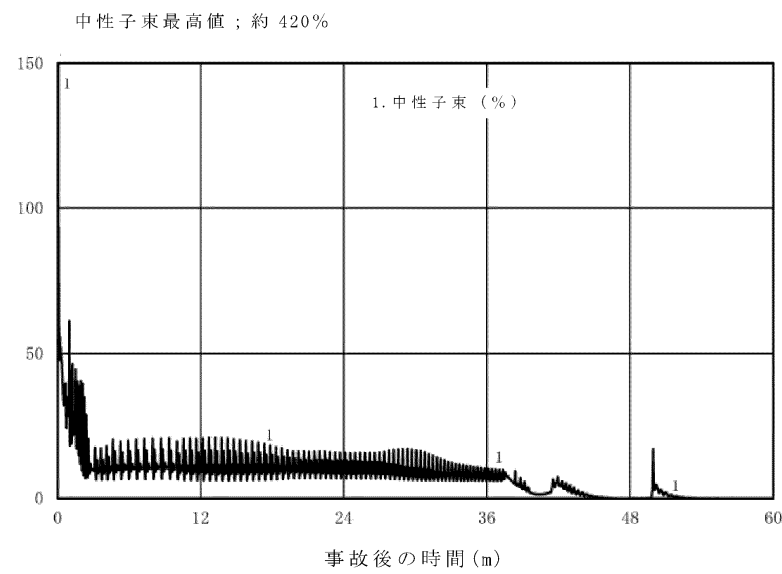
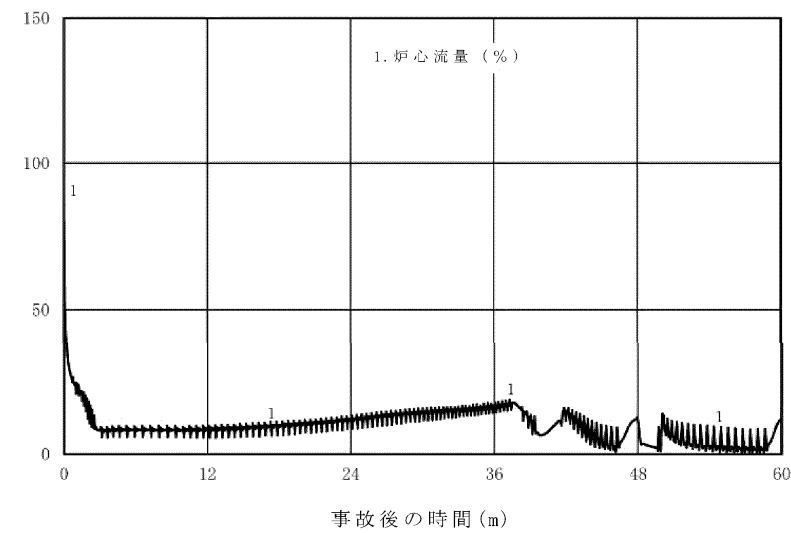


図8 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第7 図 中性子束の推移 (長期)



第8 図 炉心流量の推移

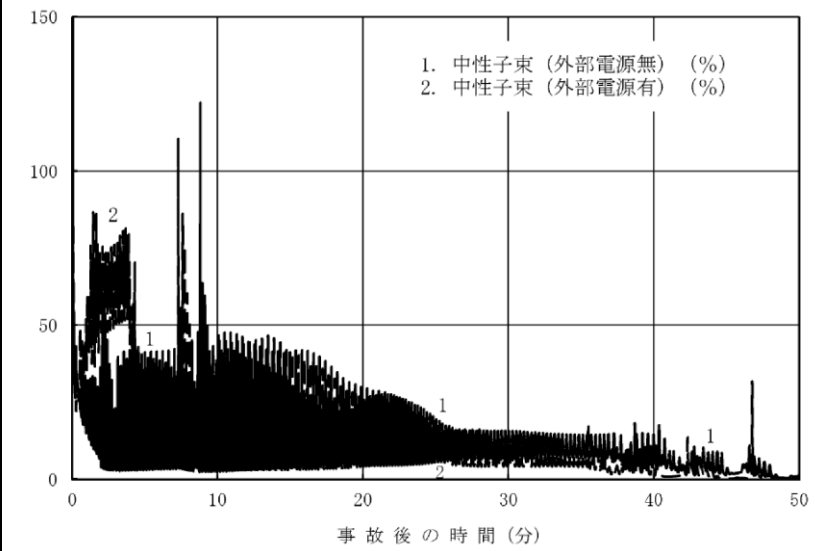


図7 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

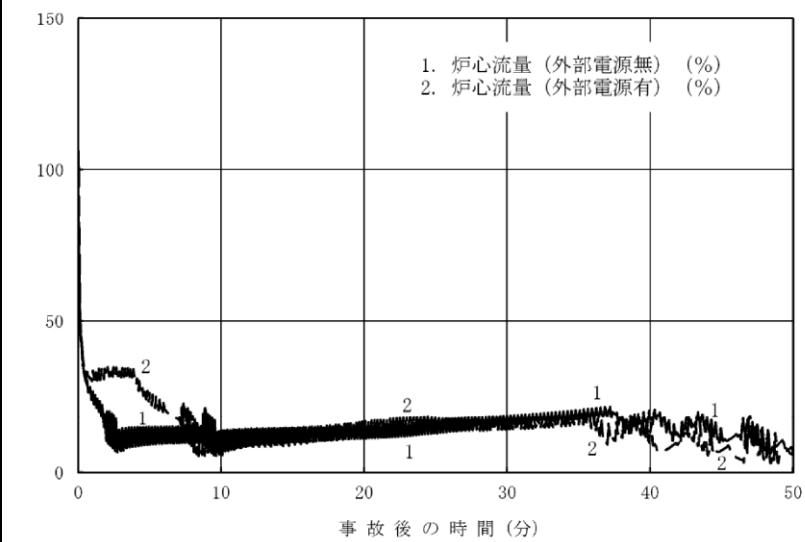


図8 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

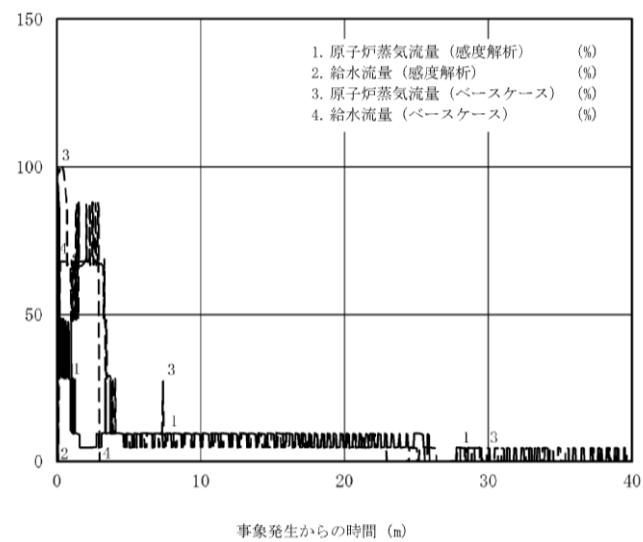
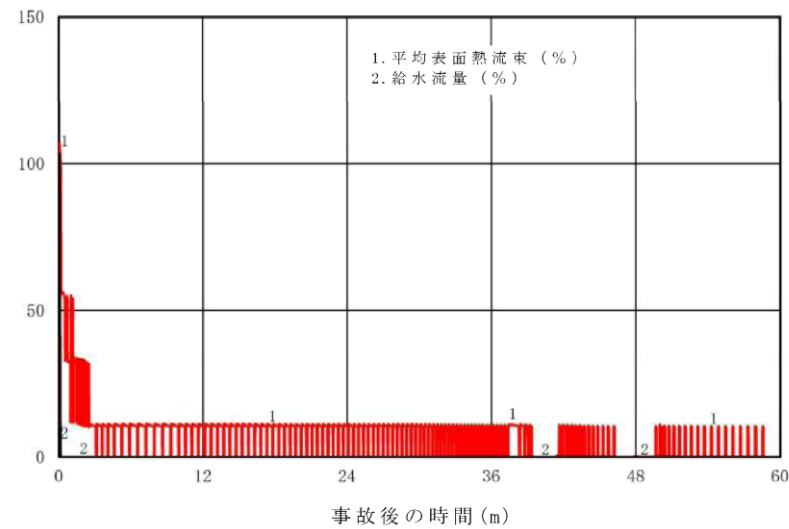


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)



第9図 給水流量及び平均表面熱流束の推移(長期)

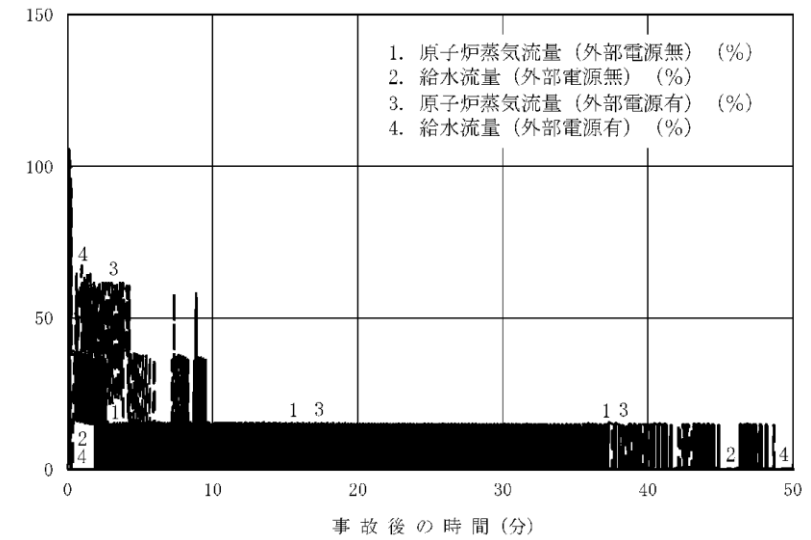


図9 外部電源がない場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7，東海第二】

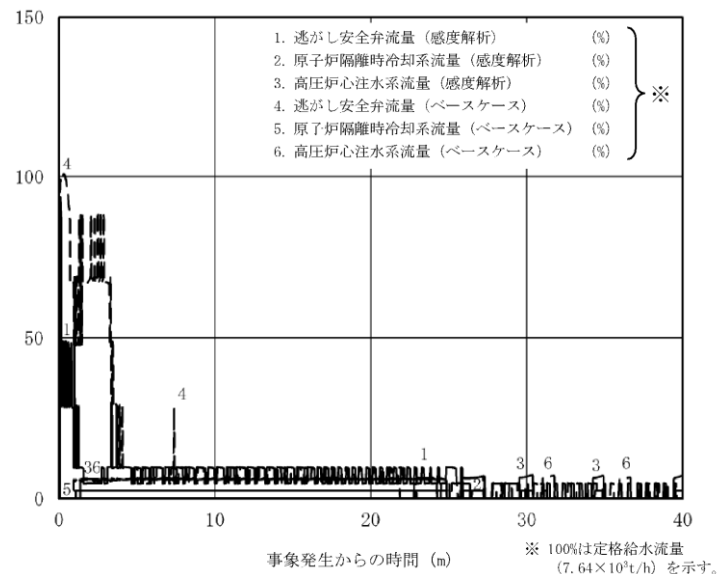
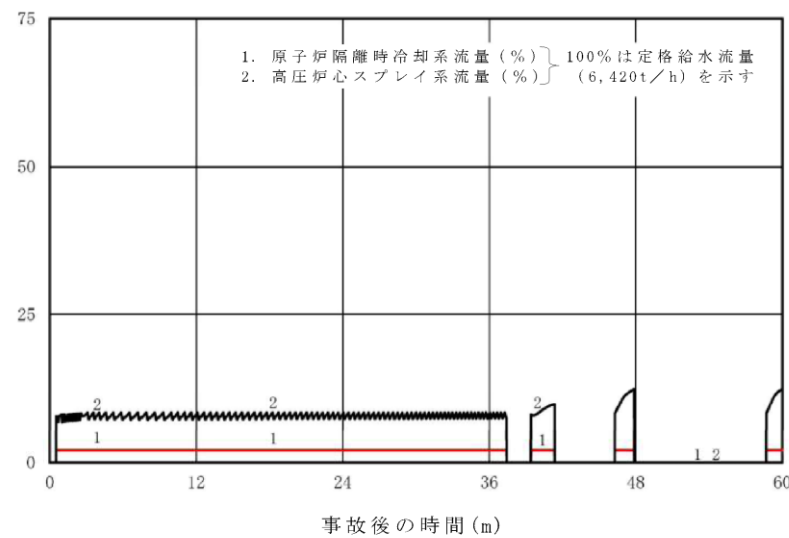


図10 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移(事象発生から40分後まで)



第10図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の
推移(長期)

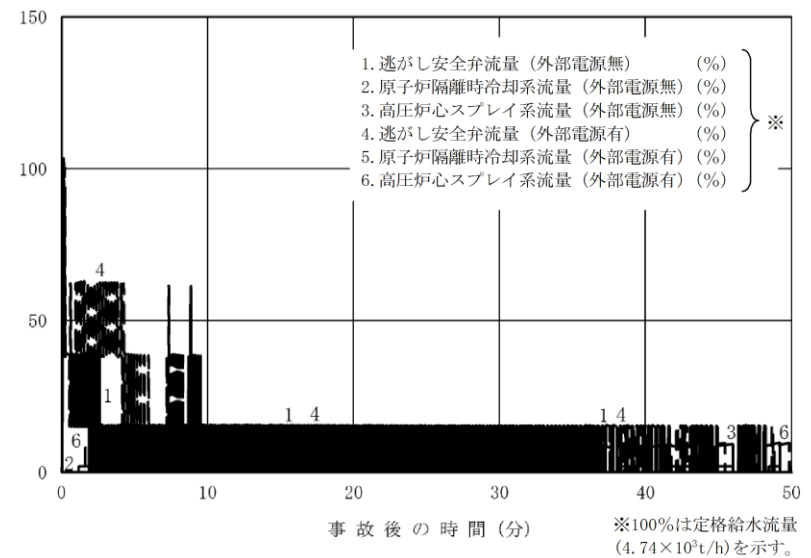


図10 外部電源がない場合の逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，
高圧炉心スプレイ系の流量の推移(事象発生から50分後まで)

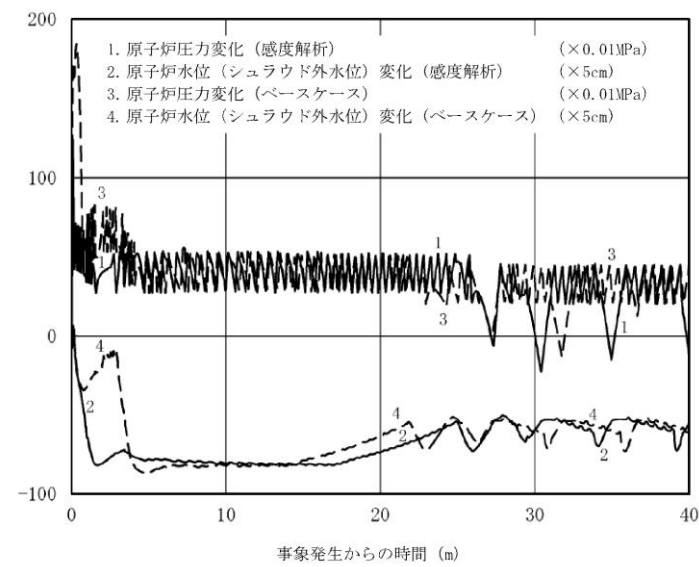
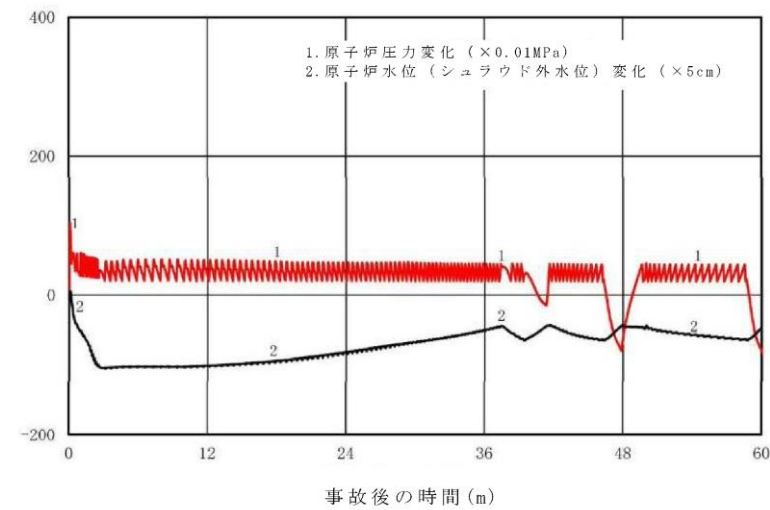
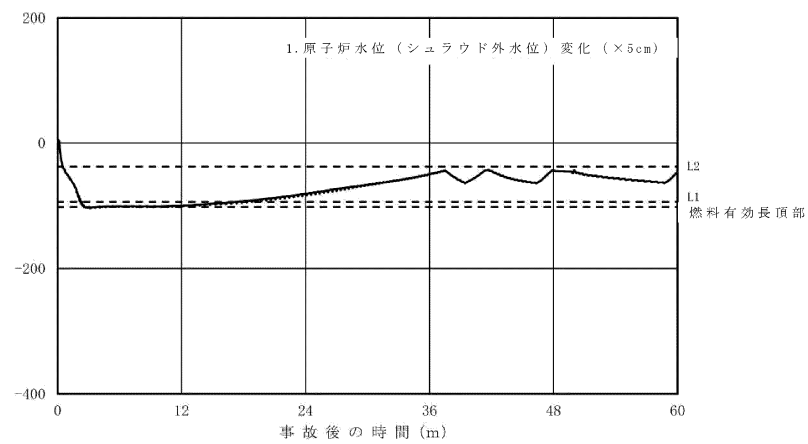


図 11 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から40分後まで）



第 11 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 12 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）

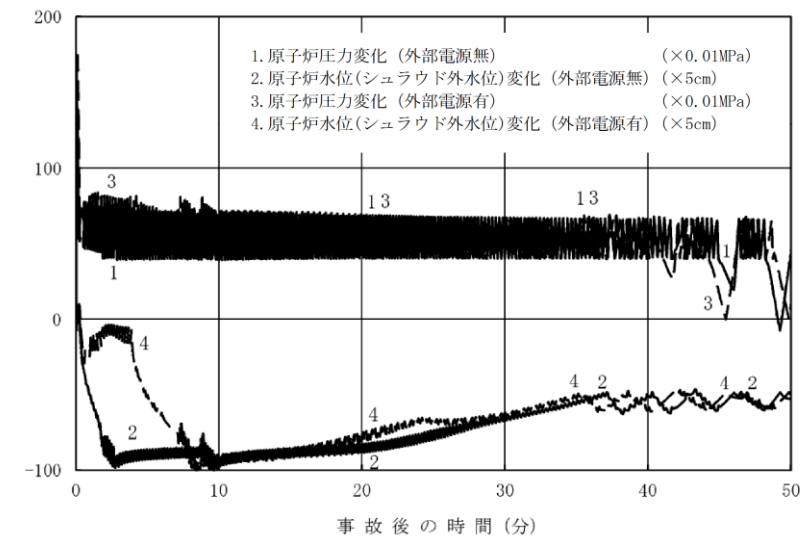


図 11 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

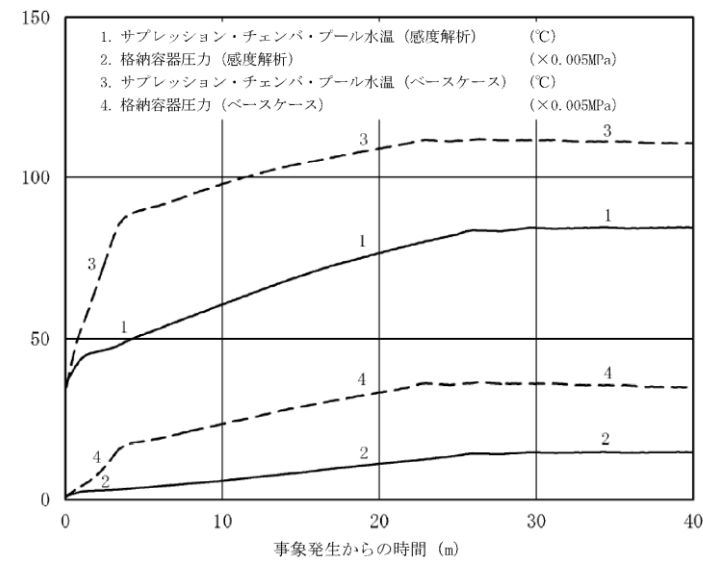
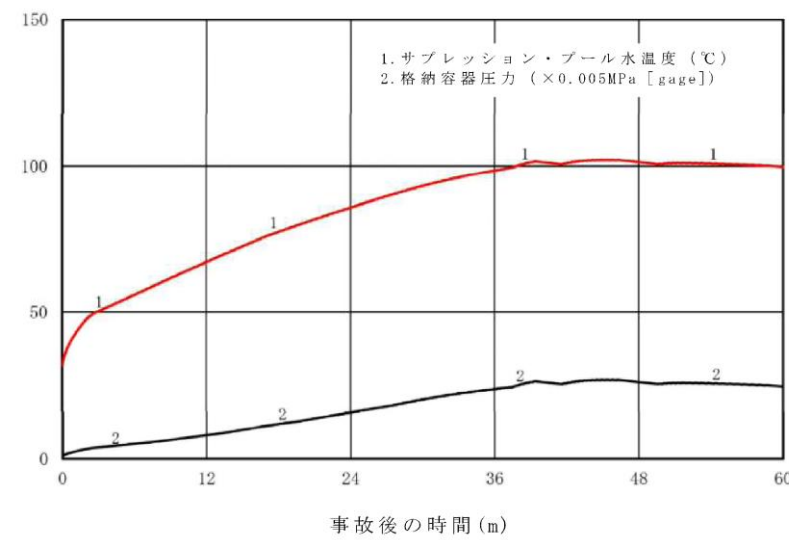


図12 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



第13図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

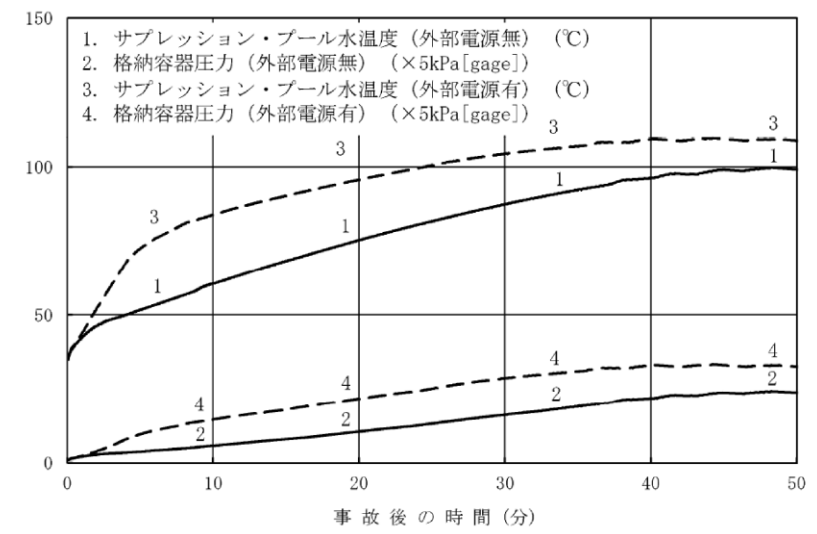


図12 外部電源がない場合のサプレッション・プールの水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.6</p> <p style="text-align: center;">初期炉心流量の相違による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の申請では、通常運転時における代表的な状態として、初期炉心流量を100%として解析を実施している。また、再循環ポンプの運転台数は10台、再循環ポンプの回転速度は、10台で炉心流量100%に対応する速度としている。一方、定格熱出力100%の場合、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では炉心流量を90%まで下げて運転することができる。</p> <p>初期炉心流量が少ない場合、初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。</p> <p>このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から、今回の申請と同等の条件で、初期炉心流量を90%とした場合の評価を実施した。</p> <p>2. 評価条件 今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して、初期炉心流量を90%（再循環ポンプ10台で炉心流量90%に対応する速度）に変更した以外は、ベースケースの評価条件と同じである。</p> <p>3. 評価結果（再循環ポンプの回転速度（初期炉心流量）が与える影響） ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を90%とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>初期炉心流量を90%としたケースでは、初期ボイド率が高く、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり、炉心で発生する蒸気量が増加し、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る圧力の最高値が高くなる。その後の出力上昇時（約50秒から約180秒の間）も、逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際、炉心流量が低い方が印加される正のボイド反応度が大きいことから、中性子束</p>	<p style="text-align: center;">資料なし</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.8</p> <p style="text-align: center;">初期炉心流量の相違による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、通常運転時における代表的な状態として、初期炉心流量を100%として解析を実施している。一方、島根原子力発電所2号炉では炉心流量を85%まで下げて運転することができる。</p> <p>初期炉心流量が少ない場合、初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。</p> <p>このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から、今回の有効性評価と同等の条件で、初期炉心流量を85%とした場合の評価を実施した。</p> <p>2. 評価条件 今回の有効性評価において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して、初期炉心流量を85%に変更した以外は、ベースケースの評価条件と同じである。</p> <p>3. 評価結果（再循環ポンプの回転速度（初期炉心流量）が与える影響） ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を85%とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>炉心流量を85%としたケースでは、炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高く、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉冷却材圧力の上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり、炉心で発生する蒸気量が増加し、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る圧力の最高値が高くなる。その後の出力上昇時（約30秒から約200秒の間）も、逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際、炉心流量が低い方が印加される正のボ</p>	<p>・評価方針の相違 【東海第二】 東海第二は、炉心流量85%をベースケースとしているため該当する記載なし。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、定格出力時の炉心流量下限は85%、柏崎6/7は定格出力時の炉心流量下限は90%である。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																								
<p>が高めに推移する。また、<u>90%炉心流量の場合の方が</u>、中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり、水位低下が早くなるため、原子炉水位低（レベル2）による再循環ポンプ6台トリップのタイミングが早まる。</p> <p>ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に違いが見られるが、これは上述のとおり、出力上昇時（約50秒から約180秒の間）に中性子束が高めに推移することによる影響と考える。</p> <p><u>なお、再循環流量制御系を手動モードとした場合、再循環ポンプ4台トリップ後の整定出力、整定流量は、初期炉心流量が100%の場合は整定出力79%、整定流量66%となり、初期炉心流量が90%の場合は整定出力約79%、整定流量約59%となる。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p>初期炉心流量を<u>90%</u>とした場合、燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが、評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>表1 初期炉心流量の相違による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="178 1432 896 1789"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>初期炉心流量 (%)</td> <td>90</td> <td>100</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度 (°C)</td> <td>約 1080</td> <td>約 1060</td> <td>1200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>3%以下</td> <td>2%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 9.12</td> <td>約 9.08</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約0.19</td> <td>約0.19</td> <td>0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))</td> <td>約113</td> <td>約113</td> <td>200°C (限界温度)を下回る</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析	ベースケース	評価項目	初期炉心流量 (%)	90	100	—	燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 1080	約 1060	1200°C以下	燃料被覆管の酸化量	3%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.12	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る	原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約113	約113	200°C (限界温度)を下回る		<p>イド反応度が大きいことから、中性子束が高めに推移する。また、<u>85%炉心流量の場合の方が</u>、中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり、水位低下が早くなるため、原子炉水位低（レベル2）の到達タイミングが早まる。</p> <p>ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に違いが見られるが、これは上述のとおり、<u>ボイド反応度による影響</u>と考える。</p> <p><u>なお、初期炉心流量の相違は、再循環ポンプトリップ後の原子炉出力に多少の差が生じるものの、電動機駆動給水ポンプにより水位制御されており、静定水位や静定炉心流量等が初期炉心流量により大きく変わることはないため、その後の事象推移に大きな相違はない。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p>初期炉心流量を<u>85%</u>とした場合、燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが、評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。</p> <p>表1 初期炉心流量の相違による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="1804 1432 2439 1747"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>初期炉心流量 (%)</td> <td>85</td> <td>100</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度 (°C)</td> <td>約 820</td> <td>約 818</td> <td>1,200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>1%以下</td> <td>1%以下</td> <td>15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])</td> <td>約 8.94</td> <td>約 8.91</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])</td> <td>約 170</td> <td>約 167</td> <td>853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))</td> <td>約 111</td> <td>約 110</td> <td>200°C (格納容器限界温度)未満</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目	初期炉心流量 (%)	85	100	—	燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 820	約 818	1,200°C以下	燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.94	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未満	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 170	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未満	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度)未満	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、再循環ポンプが全台トリップするが、柏崎 6/7 は再循環ポンプ 4 台トリップ後に残り 6 台が運転を継続するため、その時の原子炉出力及び炉心流量を記載している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p>
項目	感度解析	ベースケース	評価項目																																																								
初期炉心流量 (%)	90	100	—																																																								
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 1080	約 1060	1200°C以下																																																								
燃料被覆管の酸化量	3%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.12	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約113	約113	200°C (限界温度)を下回る																																																								
評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目																																																								
初期炉心流量 (%)	85	100	—																																																								
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 820	約 818	1,200°C以下																																																								
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	15%以下																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.94	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未満																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 170	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未満																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度)未満																																																								

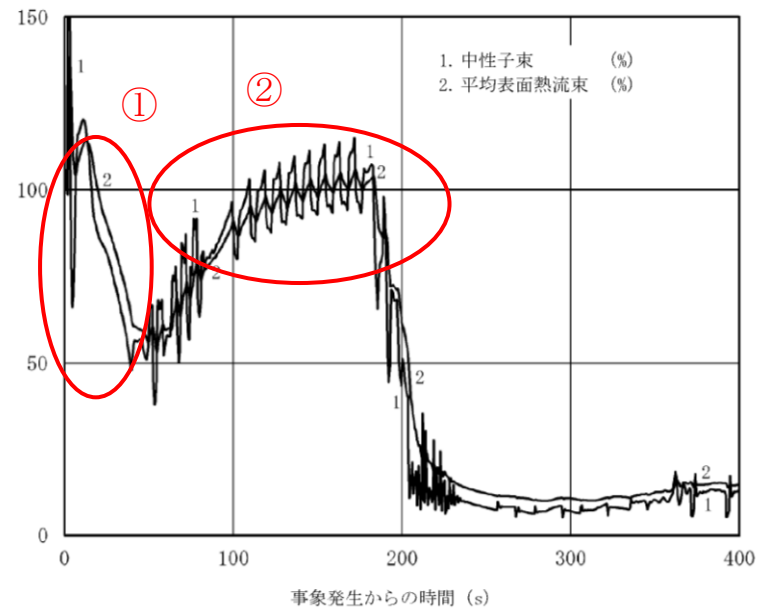


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から400秒後まで)

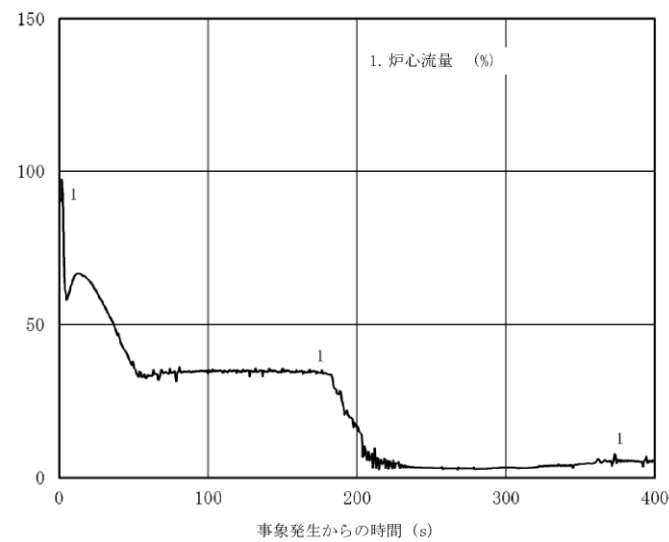


図2: 炉心流量の推移 (事象発生から400秒後まで)

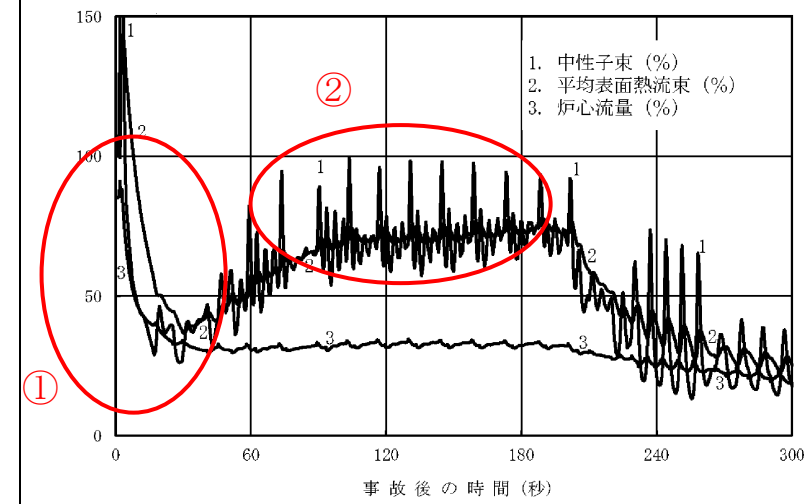


図1 初期炉心流量85%の場合の中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7】
①再循環ポンプトリップ台数及びトリップ条件の相違による中性子束等の挙動の相違。
②島根2号炉は, 定格蒸気流量に対するSRV容量が大きいこと等により, SRV開閉による出力変化が大きい。

・記載方針の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は, 図1において炉心流量の推移挙動も示している。

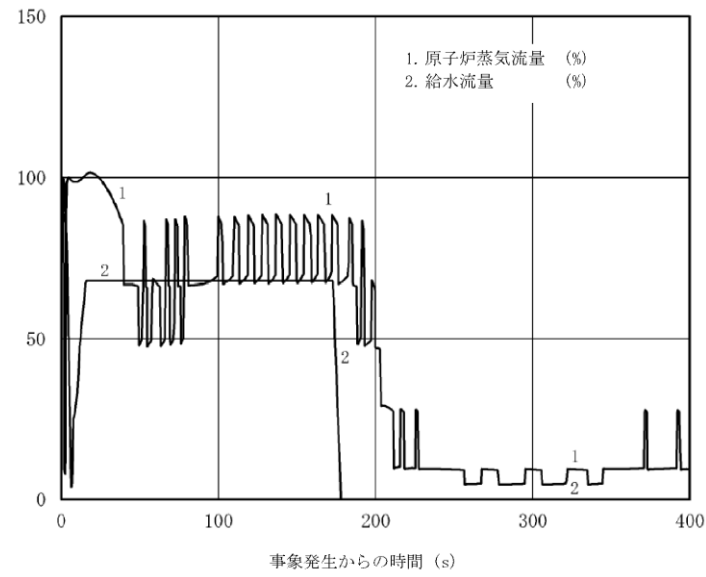


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から400秒後まで)

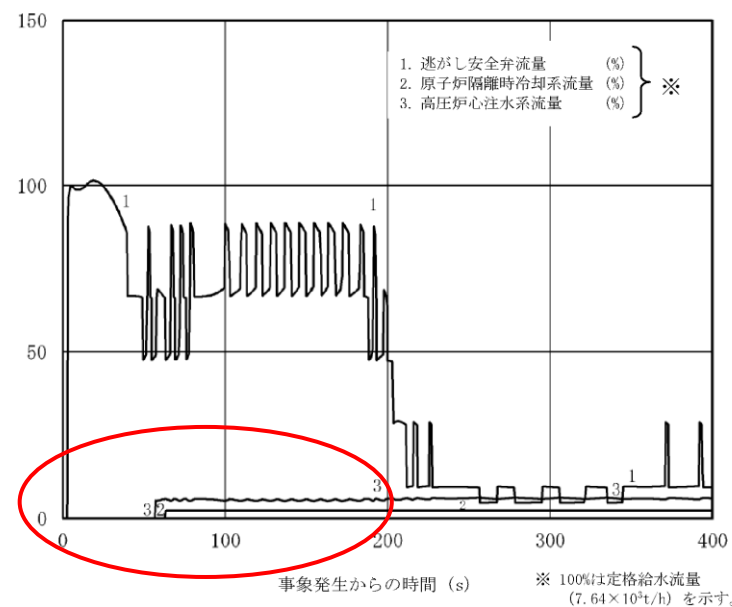


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から400秒後まで)

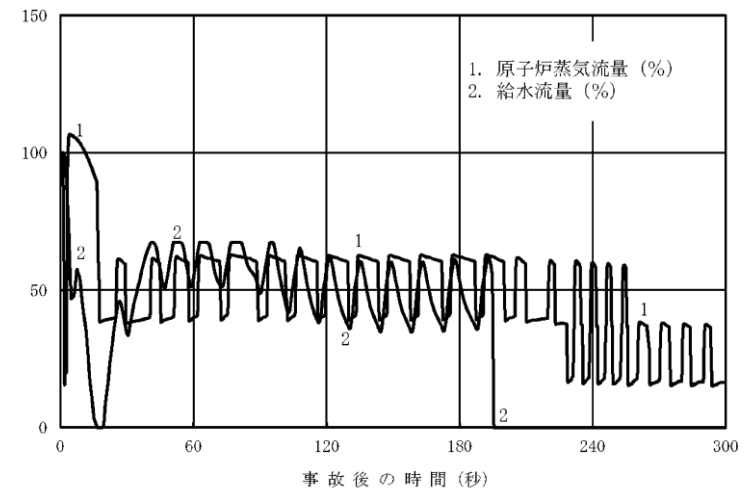


図2 初期炉心流量85%の場合の原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

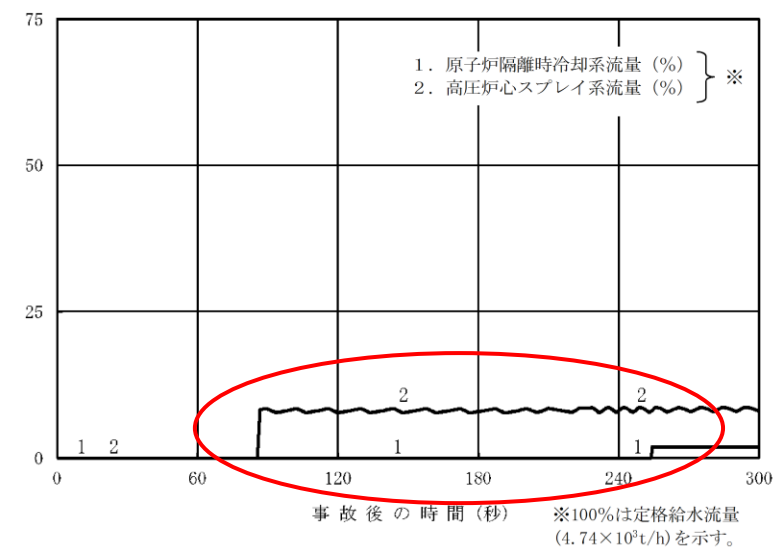


図3 初期炉心流量85%の場合の原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心
スプレイ系の流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・設備設計の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉の原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)で起動するが, 柏崎6/7の原子炉隔離時冷却系はドライウエル圧力高で起動している。

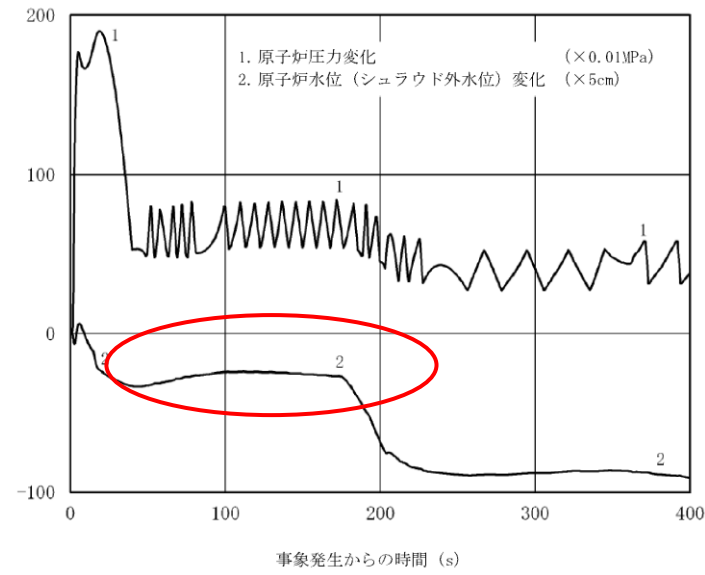


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移
(事象発生から400秒後まで)

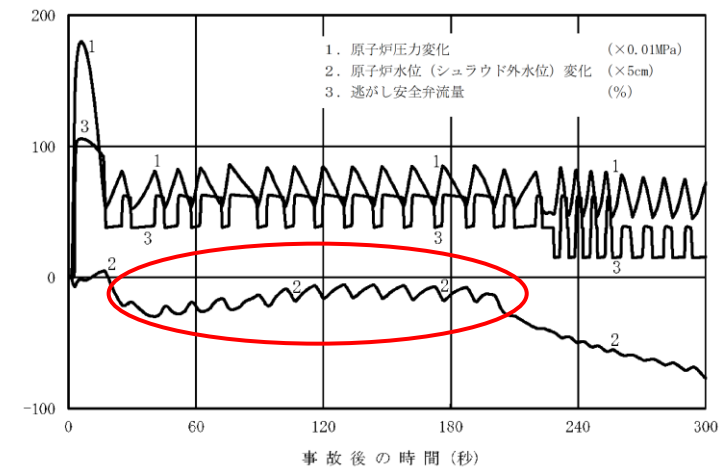


図4 初期炉心流量85%の場合の原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位), 逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉の方が定格給水流量に対する注水流量が大きいため, 原子炉水位が初期水位付近まで回復している。

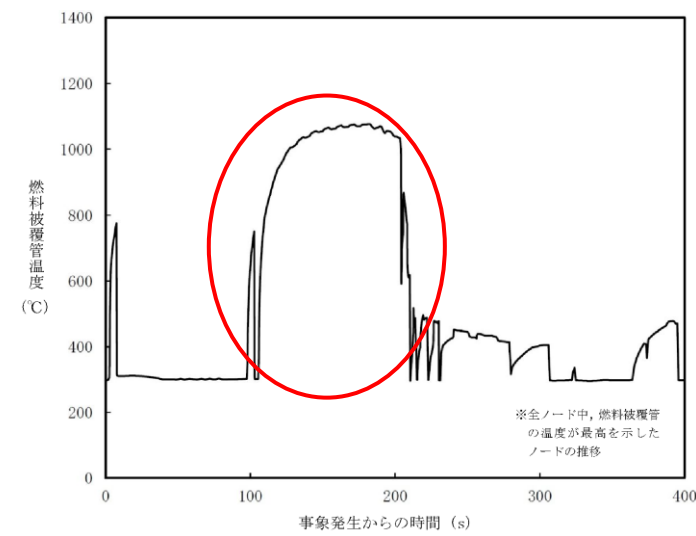


図6 燃料被覆管温度*の推移
(15ノード, 事象発生から400秒後まで)

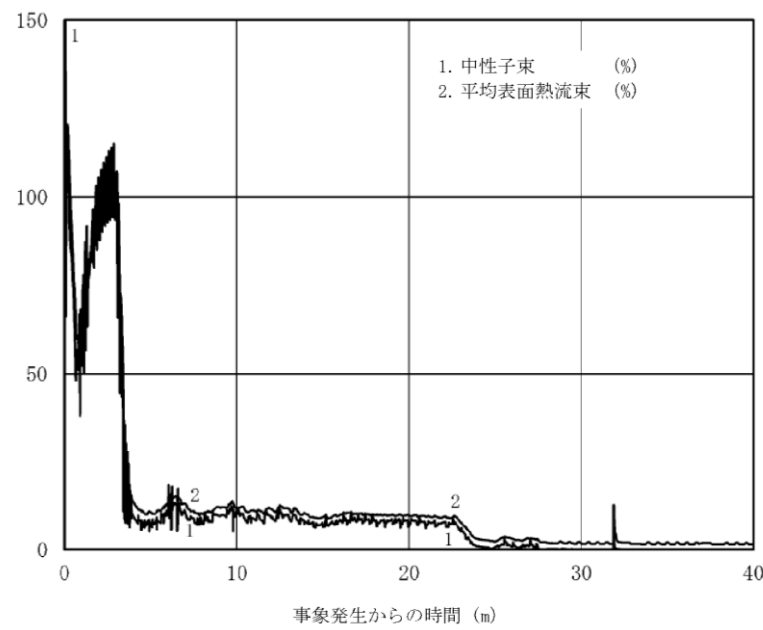


図7 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)

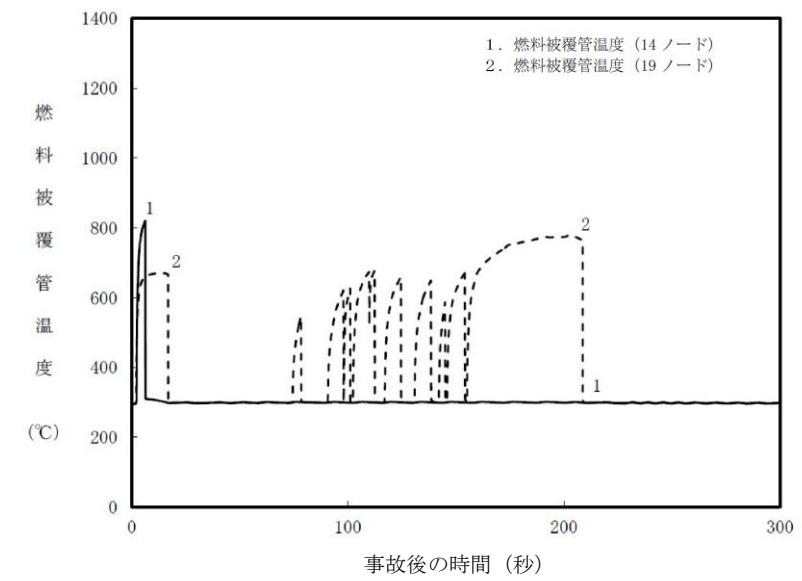


図5 初期炉心流量85%の場合の燃料被覆管温度の推移
(14・19ノード, 事象発生から300秒後まで)

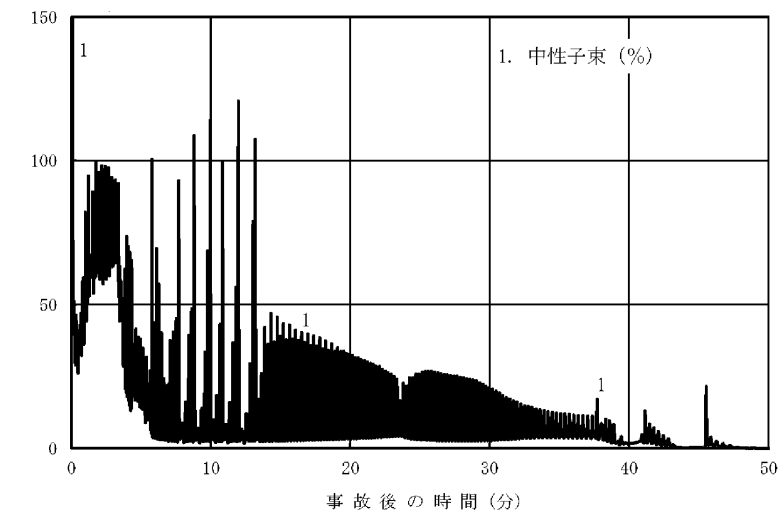


図6 初期炉心流量85%の場合の中性子束の推移
(事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7】
ABWRとBWRの設備の相違により、柏崎6/7では事象初期以降も再循環ポンプ6台の運転が継続しているため、給水加熱喪失過程における出力上昇が大きく燃料被覆管温度が上昇している。

・設備設計の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は定格蒸気流量に対するSRV容量が大きいこと及びMOX燃料を考慮しているため、SRV開閉による出力変化が大きい。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

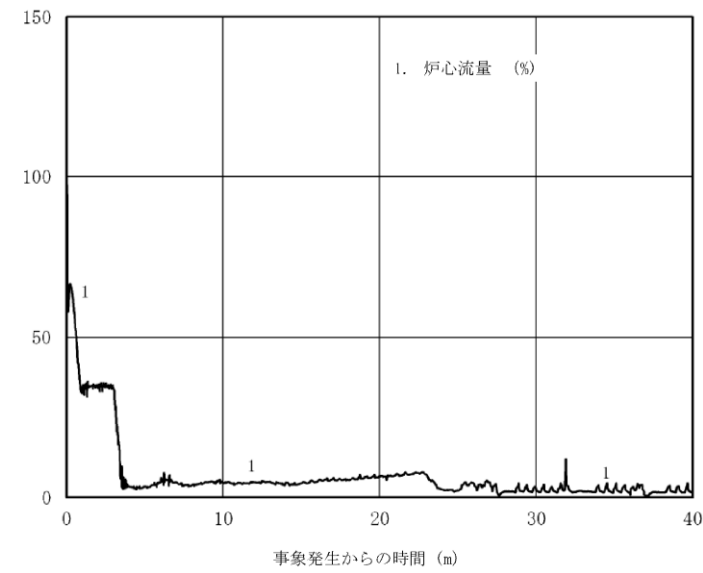


図 8 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)

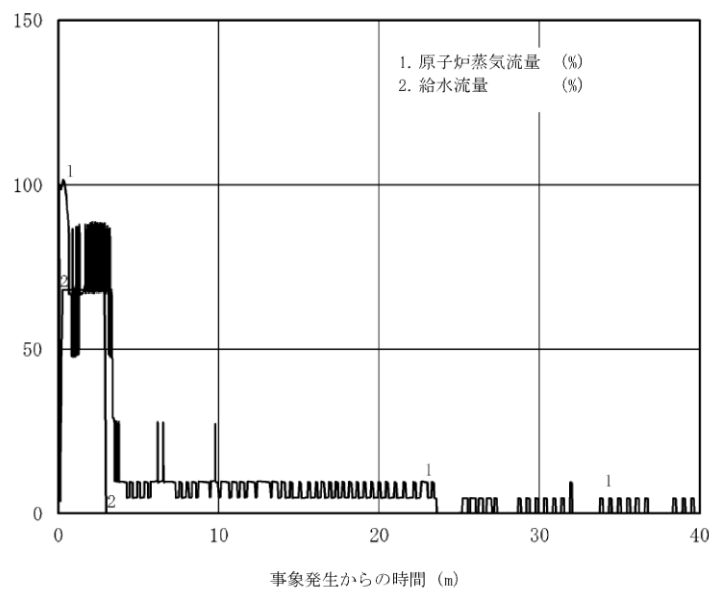


図 9 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)

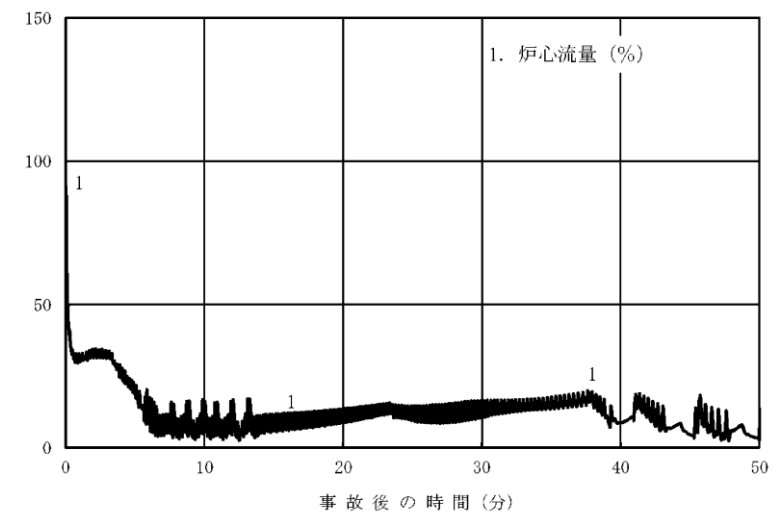


図 7 初期炉心流量 85%の場合の炉心流量の推移 (事象発生から
50分後まで)

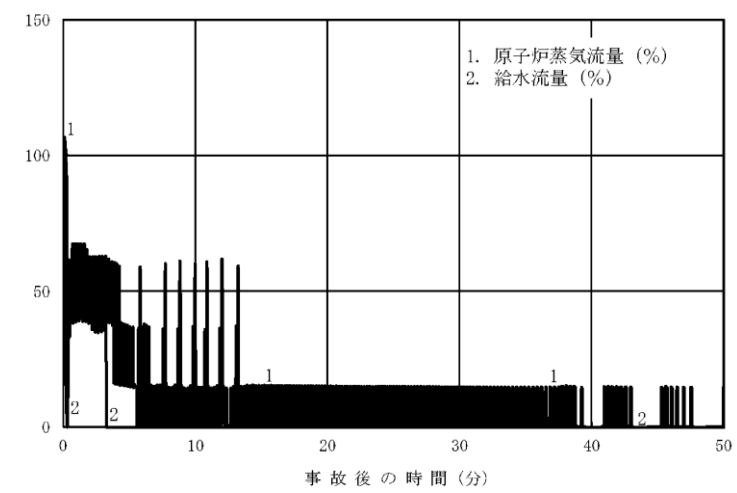


図 8 初期炉心流量 85%の場合の原子炉蒸気流量,
給水流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

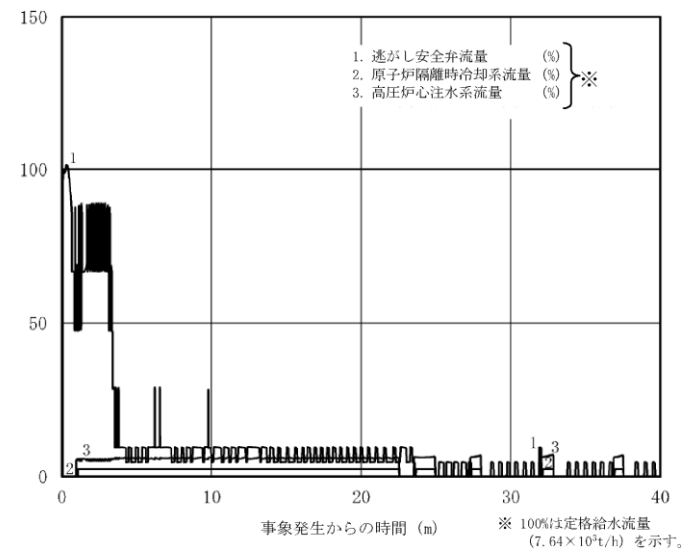


図10 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高压炉心注水系の流量の推移 (事象発生から40分後まで)

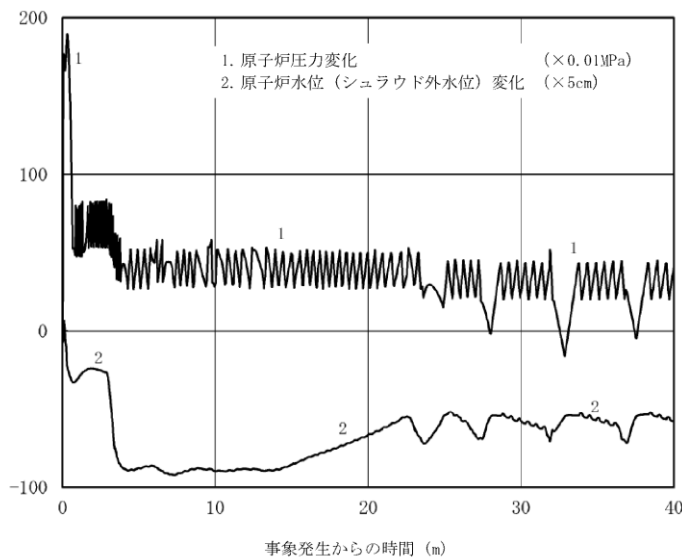


図11 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)

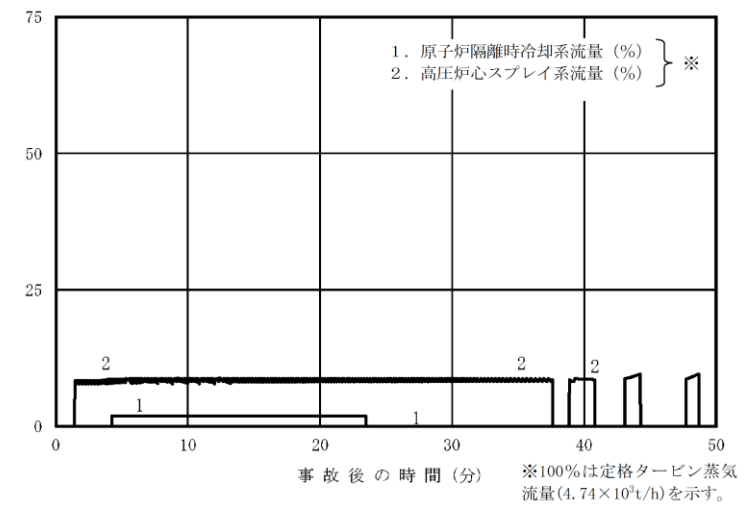


図9 初期炉心流量85%の場合の原子炉隔離時冷却系, 高压炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から50分後まで)

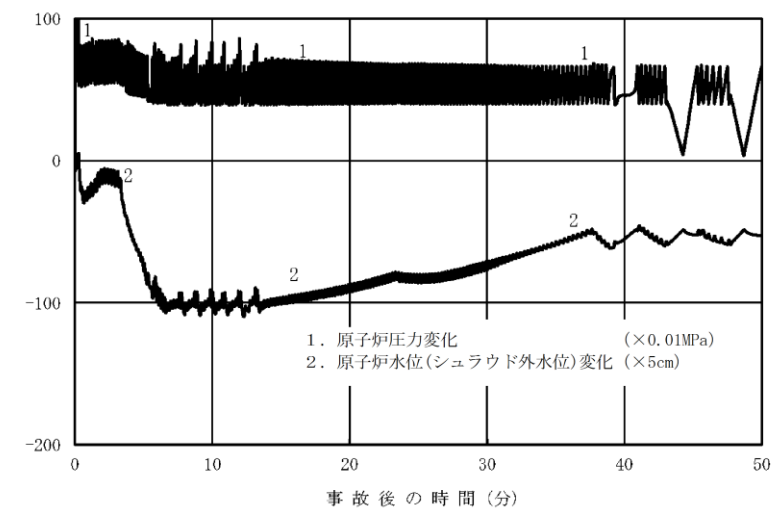


図10 初期炉心流量85%の場合の原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

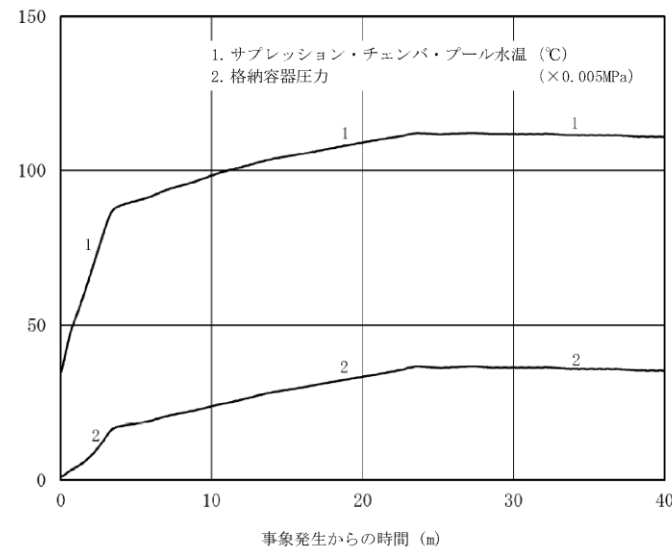


図12 サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移（事象発生から40分後まで）

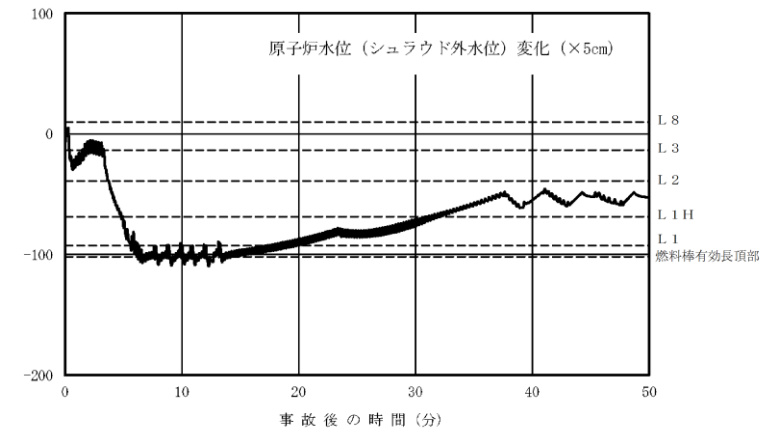


図11 初期炉心流量85%の場合の原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）

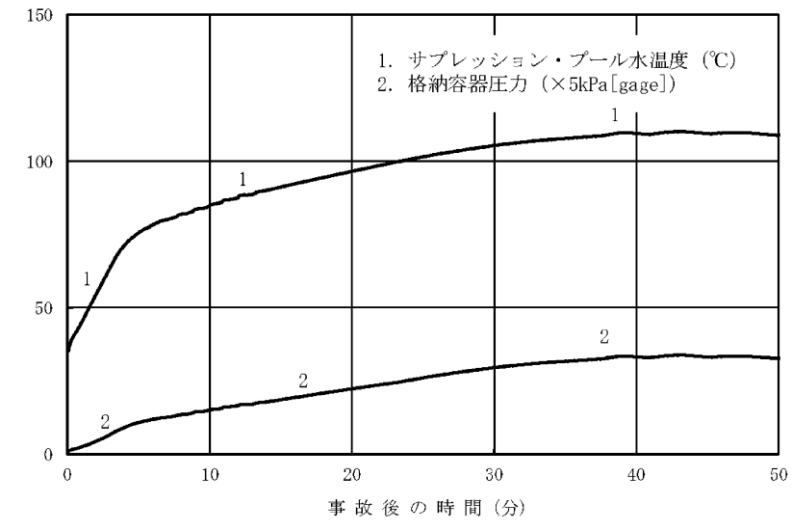


図12 初期炉心流量85%の場合のサプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移（事象発生から50分後まで）

・記載方針の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は，原子炉水位変化の明示のため原子炉水位図を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																
資料なし	資料なし	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.9</p> <p style="text-align: center;"><u>残留熱除去系の起動操作遅れの影響について</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」以外では事象判断時間として10分を考慮しているが、「原子炉停止機能喪失」は原子炉スクラムに失敗する事象であり、原子炉スクラムの成否は事象発生後に速やかに行う確認であることから、本重要事故シーケンスでは事象判断時間は5分を想定し、ほう酸水注入系によるほう酸水注入は原子炉スクラムの失敗確認から10分、また残留熱除去系による原子炉格納容器除熱はサブプレッション・プール水温度高到達から10分までに操作を行うことを想定し、解析を行っている。</p> <p>ほう酸水注入系起動操作は、原子炉スクラムの失敗を確認した後、速やかに行う操作であり、上記10分はほう酸水注入系起動に対しては余裕時間を含めて設定しており、操作が遅れることは考えにくいことから、ここでは残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を評価した。</p> <p>感度解析では、原子炉スクラムの失敗確認から10分でほう酸水注入系を起動した後、残留熱除去系を起動することを想定し、サブプレッション・プール水温度高到達から15分で残留熱除去系を起動することを想定した。その他の評価条件は有効性評価と同じとした。</p> <p>評価結果を図1～図7に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>残留熱除去系起動遅れによりサブプレッション・プール水温、格納容器圧力の最大値はわずかに上昇するものの、影響は小さいことを確認した。</p> <p style="text-align: center;">表1 残留熱除去系の起動遅れを想定した感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1754 1598 2481 1801"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値 (MPa[gage])</td> <td>約 8.91</td> <td>約 8.91</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])</td> <td>約 171</td> <td>約 167</td> <td>853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))</td> <td>約 111</td> <td>約 110</td> <td>200°C (格納容器限界温度) 未満</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small;">※ 残留熱除去系の起動遅れは長期の原子炉格納容器除熱に対して影響を及ぼすものであるため、燃料被覆管の最高温度、燃料被覆管の酸化量は有効性評価の解析結果と同じとなる。</p>	評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値 (MPa[gage])	約 8.91	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 171	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度) 未満	<p>・評価方針の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を確認。</p>
評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目																
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値 (MPa[gage])	約 8.91	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満																
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 171	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満																
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度) 未満																

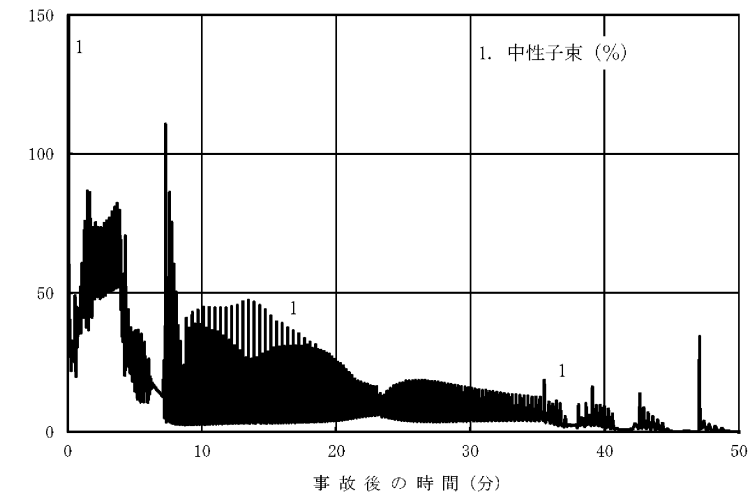


図1 中性子束の推移 (事象発生から 50 分後まで)

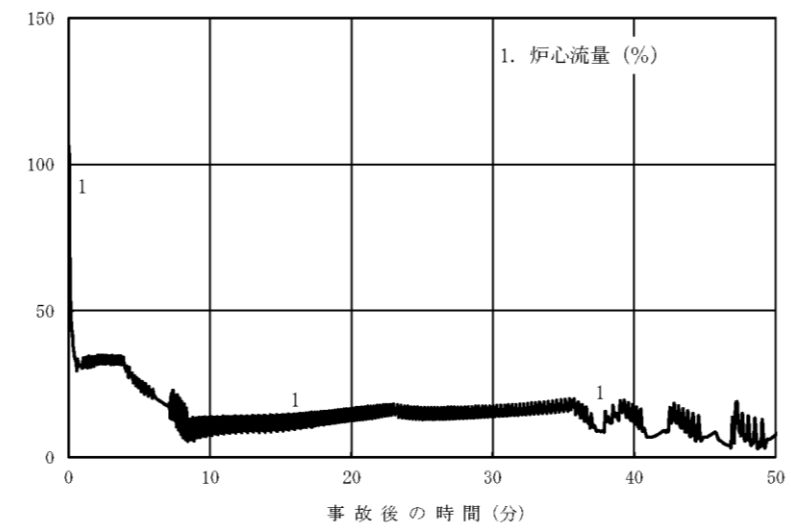


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

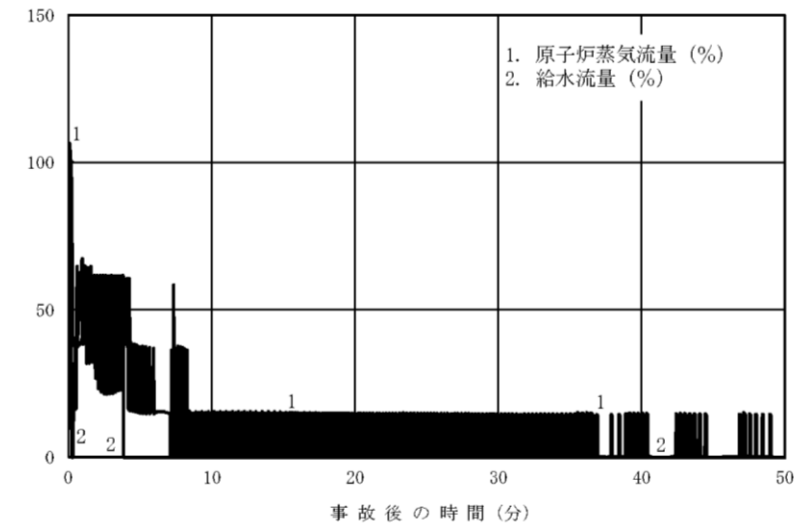


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から50分後まで)

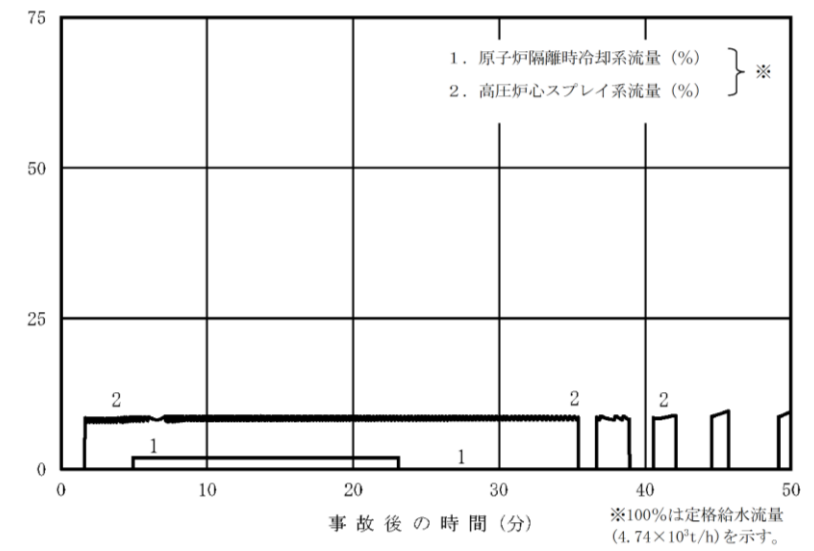


図4 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(事象発生から50分後まで)

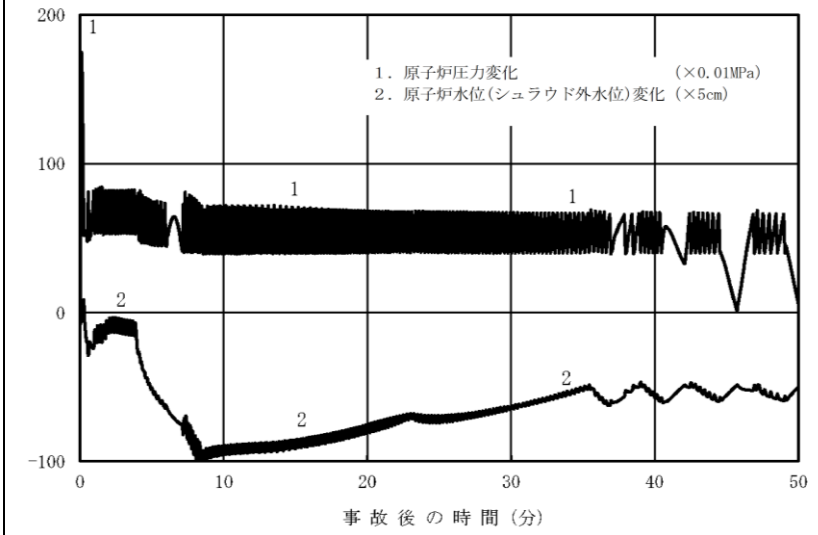


図5 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の推移
(事象発生から50分後まで)

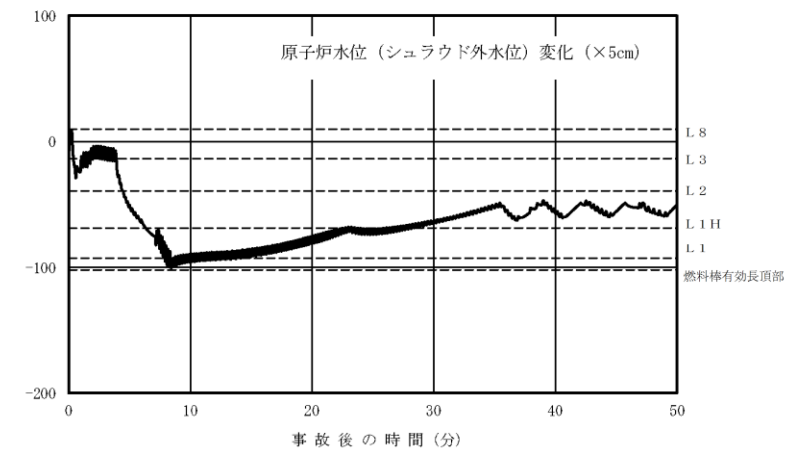
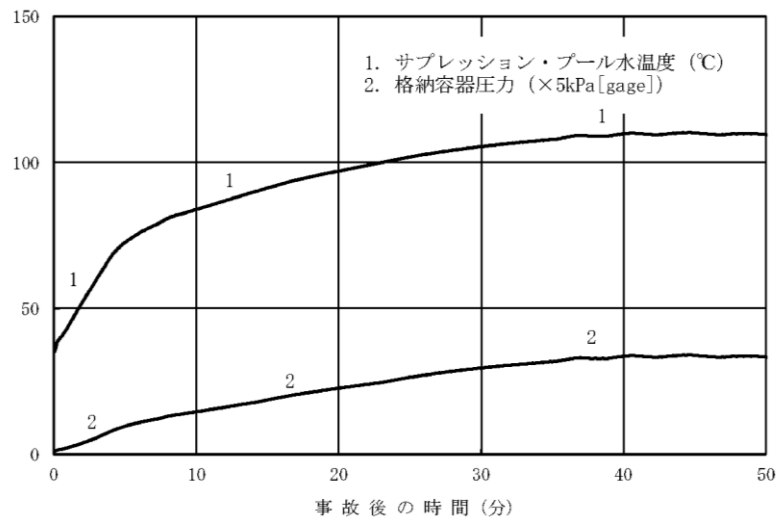


図6 原子炉水位(シュラウド外水位)の推移
(事象発生から50分後まで)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		 <p data-bbox="2077 283 2433 336"> 1. サプレッション・プール水温度 (°C) 2. 格納容器圧力 (×5kPa [gage]) </p> <p data-bbox="2033 703 2226 724">事故後の時間 (分)</p> <p data-bbox="1765 745 2478 829"> 図7 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで) </p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.10</p> <p style="text-align: center;">SLC 起動を手動起動としていることについての整理</p> <p>1. SLC 起動を自動化する場合と手動起動とする場合の効果の違いに関する整理</p> <p>原子炉停止機能喪失事象発生時の操作は、事故時運転操作手順書（徴候ベース）に規定されており、原子炉停止機能喪失事象の確認後にほう酸水注入系（以下「SLC」という。）起動、制御棒手動挿入及び原子炉水位低下操作により反応度を抑制する（同時に実行できない場合は上記の順番で操作する）。</p> <p>SLC については、有効性評価「原子炉停止機能喪失」においてその反応度抑制効果を確認しているが、図1 に示すとおり、その効果は約10 分程度の時間遅れを伴うゆっくりとしたものである。事象発生後、炉心流量が低下し、出力が数%まで低下し、比較的安定な状態になった頃に漸くその効果が確認されるものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動によって速やかに起動しても、運転員によって手動起動しても、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではなく、その効果に大きな違いはない。また、手順書上は原子炉停止機能喪失事象への対応の中で最も優先度の高い操作と位置付けており、訓練においても事象発生から約3 分での操作実施を確認していることから、運転員の操作についても大きな遅れを伴うものではない。</p> <p>また、早く出力を抑制することにより、サプレッション・チェンバへの蒸気の流入量を低減し、サプレッション・チェンバの温度上昇を抑制する効果に期待できるが、SLC 起動操作に約10 分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・チェンバの最高温度は約113℃であり、限界温度までに十分な余裕がある。このことから、サプレッション・チェンバの温度上昇の抑制の観点でも、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。</p> <p>これらのことからSLC については、手動起動とすることで仮に自動化した場合に比べて時間遅れが生じるとしても、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動化した場合とほぼ同等の対応になっているものと整理できる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.8</p> <p style="text-align: center;">ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理</p> <p>1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について</p> <p>原子炉停止機能喪失時の操作は、「非常時運転手順書（徴候ベース）」に規定されており、原子炉停止機能喪失、自動減圧系等の起動阻止及びA T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「SLC」という。）の起動操作、②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また、操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており、このうちSLC 起動操作は最優先で実施する操作である。SLC 起動操作は、訓練により事象発生から約3 分程度で起動操作が可能であることを確認しており、大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。</p> <p>SLC は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため、起動時には炉水中の不純物をフィルタデミネライザにより除去する原子炉冷却材浄化系は自動で隔離される。仮にSLC 起動時に原子炉冷却材浄化系が自動隔離されない場合、フィルタデミネライザにより炉心部のほう酸が希釈され、反応度抑制に支障をきたすおそれがある。このため、運転手順において、SLC 起動時は原子炉冷却材浄化系の自動隔離を確認し、自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。</p> <p>以上により、SLC の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え、運転員の判断による手動起動としている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.10</p> <p style="text-align: center;">ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理</p> <p>1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について</p> <p>原子炉停止機能喪失時の操作は、「事故時操作要領書（徴候ベース）」に規定されており、原子炉停止機能喪失、自動減圧系等の起動阻止及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「SLC」という。）の起動操作、②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また、操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており、このうちSLC 起動操作は最優先で実施する操作である。SLC 起動操作は、訓練により事象発生から3分程度で起動操作が可能であることを確認しており、大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。</p> <p>SLC は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため、起動時には炉水中の不純物をろ過脱塩装置により除去する原子炉浄化系は自動で隔離される。仮にSLC 起動時に原子炉浄化系が自動隔離されない場合、ろ過脱塩装置により炉心部のほう酸が希釈され、反応度抑制に支障をきたすおそれがある。このため、運転手順において、SLC 起動時は原子炉浄化系の自動隔離を確認し、自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。</p> <p>以上により、SLC の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え、運転員の判断による手動起動としている。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. SLC の起動を自動化した場合に対する懸念</p> <p>SLC を手動起動させると、原子炉冷却材浄化系は自動隔離される。これは原子炉冷却材浄化系が運転していると同系統のフィルタ・デミネライザがほう酸を除去してしまい、反応度抑制に支障をきたすためである。この点を現行手順では、SLC 手動起動をトリガーとして直ちに原子炉冷却材浄化系の停止を確認するという、一連の操作・確認手順としている。SLC を自動起動させる場合には、起動を知らせる警報などが原子炉冷却材浄化系隔離確認のトリガーとなると考えられるが、原子炉停止機能喪失事象発生時の慌ただし状況下で、万一SLC 自動起動の警報に気づかず、これに原子炉冷却材浄化系の自動隔離失敗が重畳した場合、ほう酸が除去されてしまい、反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。</p> <p>また、SLC が自動起動した時点で何らかの理由により原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)を超えているような場合には、注入したほう酸水が逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバに排出されてしまい反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。</p> <p>以上のとおり、SLC の起動は関連する設備やパラメータの状態を認識しながら実施する必要性が高いと考えており、運転員の判断で実施する操作としておくことが望ましいと考える。</p> <p>【参考】SLC 自動起動に関する海外の状況</p> <p>SLC の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ABWR のDesign Control Document によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「原子炉圧力高」+「SRNM (起動領域中性子モニタ) がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND 条件成立から3分 ・「原子炉水位低(レベル2)」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND 条件成立から3分 ・「手動ARI/FMCRD run-in 信号」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND 条件成立から3分 <p>上記のとおり、SLC の自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロック</p>	<p>2. S L C 自動起動により期待される効果について</p> <p>S L C による反応度抑制効果は第 1 図に示すとおり、<u>30 分</u>程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いは無いと考えられる。</p> <p>また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、第 2 図に示すとおり有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最高値は <u>115℃</u> であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生 9.5 分後の水温上昇率は <u>2℃/分</u> 程度であることから、仮に S L C 起動操作が 10 分程度遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。</p> <p>以上により、S L C については、自動起動とした場合でも、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。</p> <p>3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況</p> <p>S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ABWRのDesign Control Documentによると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「原子炉圧力高」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「原子炉水位低(レベル2)」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「手動ARI/FMCRD run-in信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 <p>上記のとおり、S L C の自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロ</p>	<p>2. S L C 自動起動により期待される効果について</p> <p>S L C による反応度抑制効果は図 1 に示すとおり、<u>約 20 分</u>程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いはないと考えられる。</p> <p>また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、図 2 に示すとおり S L C 起動操作に約 10 分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・プール水温度の最高値は<u>約 110℃</u>であり、評価項目である 200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。</p> <p>以上により、S L C については、自動起動とした場合でも、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。</p> <p>3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況</p> <p>S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ABWRのDesign Control Documentによると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「原子炉圧力高」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「原子炉水位低(レベル2)」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「手動ARI/FMCRD run-in信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 <p>上記のとおり、S L C の自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロ</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>であることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。</p> <p>3. 結論</p> <p><u>1. のとおり、SLC については、手動起動の場合と自動化した場合の効果に大きな違いが表れないこと及び2. のとおり、自動化に際しての懸念も残るため、現状は手動起動としている。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>ックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。</p> <p>4. 結論</p> <p>SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから、現状は手動起動としている。</p>	<p>クであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。</p> <p>4. 結論</p> <p>SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られることから、現状は手動起動としている。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	

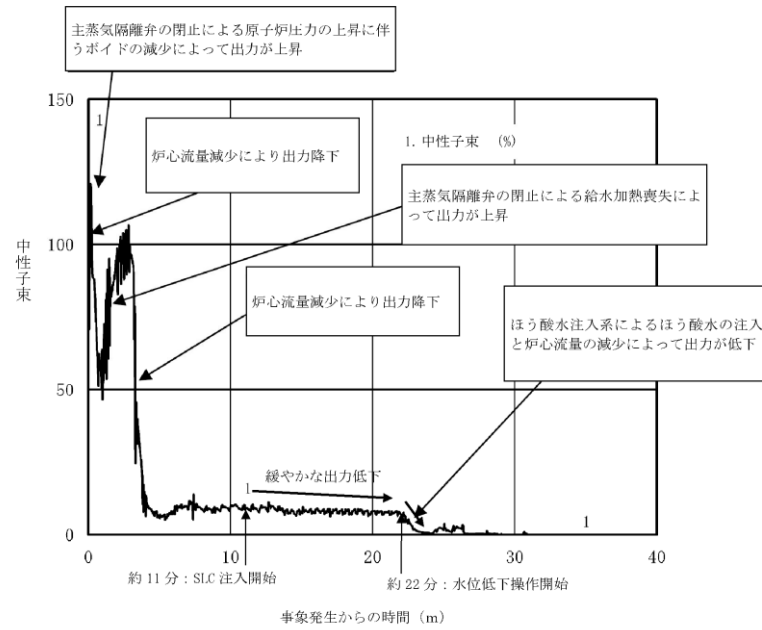
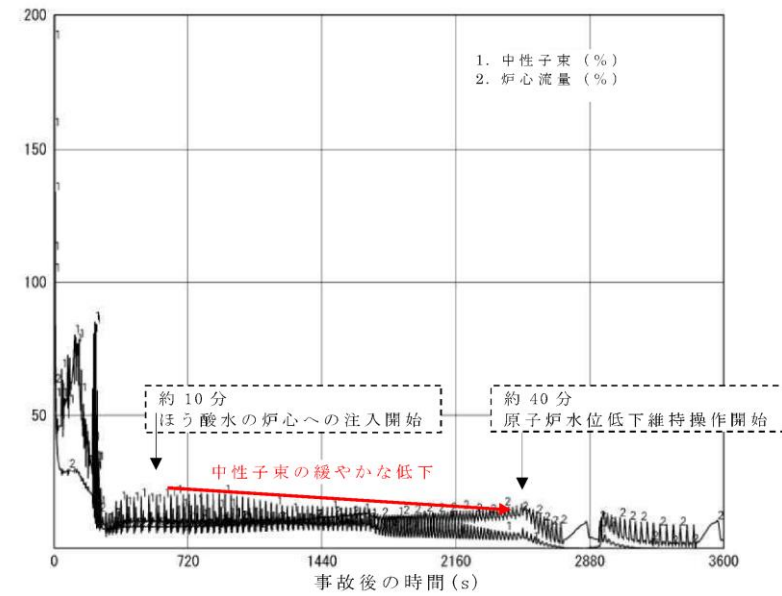
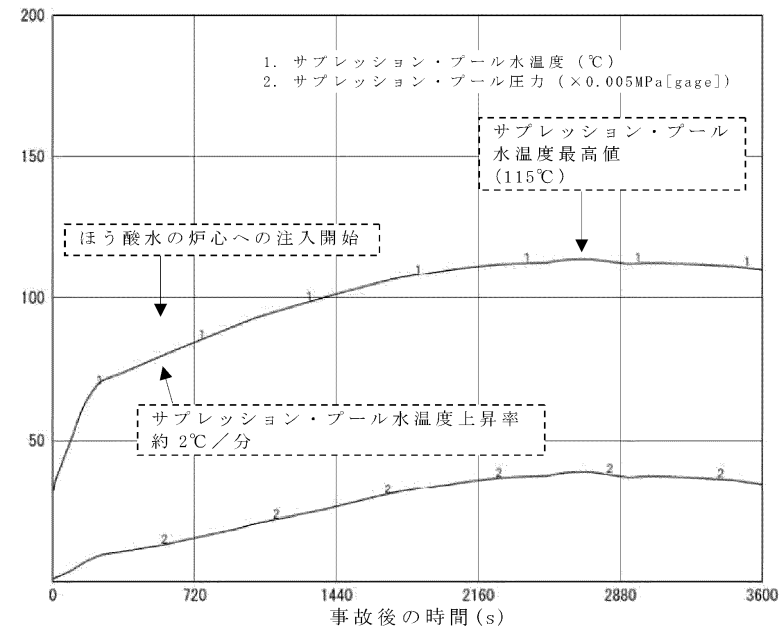


図1 原子炉停止機能喪失事象発生時のSLC及び水位低下操作による反応度抑制



第1図 SLCによる原子炉出力の抑制効果



第2図 SLCによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

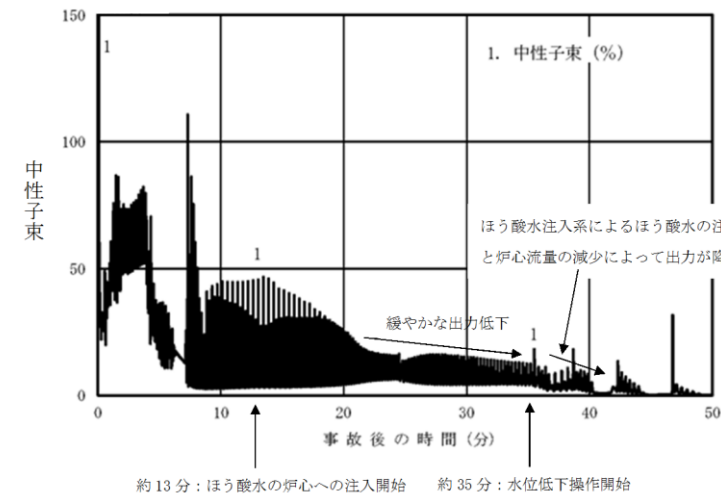


図1 SLCによる原子炉出力の抑制効果

図1 SLCによる原子炉出力の抑制効果

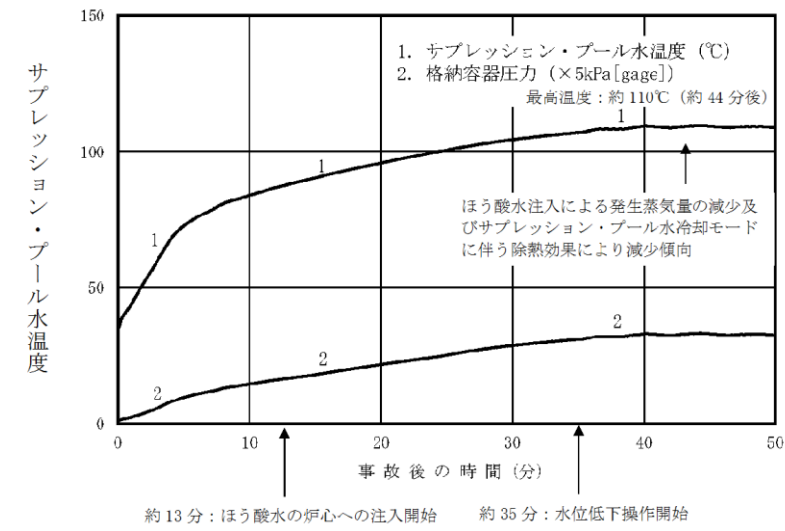


図2 SLCによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.7</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>1. はじめに 今回の評価では、<u>事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって、約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに自動で切り替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバとして評価している。</u> 一方、今回の評価では期待していないが、一旦自動で復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに切り替わった高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源は、中央制御室における運転員の操作によって復水貯蔵槽に戻すことができる。<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温は逃がし安全弁を介した原子炉圧力容器からの蒸気流入により上昇していくが、復水貯蔵槽の水温は常温程度であるため、反応度印加の観点では水源を復水貯蔵槽とする場合の方が厳しい。</u> このため、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高到達から10分後に中央制御室における運転員の操作によって、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切り替える場合を想定した場合について評価し、復水貯蔵槽の水温が各パラメータの挙動に与える影響を確認した。</u></p> <p>2. 評価条件 今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対して、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に、サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作を追加した以外は、ベースケースにおける評価条件と同等である。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.6</p> <p style="text-align: center;">原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサブプレッション・チェンバとしている。</p> <p>一方、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサブプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。</p> <p>このため、原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、かつ水温を復水貯蔵タンク水温低警報設定点である10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.11</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、<u>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサブプレッション・プールとしている。</u> 一方、<u>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサブプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。</u> このため、<u>原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、水温を仮に10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。</u></p> <p>2. 評価条件 <u>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、注水系の水源をS/Pのみとしているが、柏崎 6/7は復水貯蔵槽も使用している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 解析条件の相違から記載は相違しているものの、復水貯蔵タンクが使用できる場合に水温が低くなり厳しい条件になることを記載しており内容は同等である。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水源切替なしのため、水源温度の感度解析の実施のみを記載している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は水源切替の条件を記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p><u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後（事象発生から約624秒）で高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切り替えると、炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクール度が高くなり、出力が高めに推移する。</u></p> <p>ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、<u>サブプレッション・チェンバへの蒸気の流入量が多くなるが、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として使用しないため、サブプレッション・チェンバの水量が多く維持される。</u>このため、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が抑制されたもの</u>と考えるが、ベースケースの場合との差は<u>僅か</u>である。</p> <p>なお、燃料被覆管の温度は、<u>サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作の前に燃料被覆管の最高温度に到達するため、ベースケースと変わらない。</u>燃料被覆管の酸化量についても同様である。<u>また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力も、水源を切り替える操作の前に最大値に達するため、ベースケースと変わらない。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p><u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に、サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作を追加した場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を第1図から第7図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり、出力が高めに推移する。</p> <p>ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サブプレッション・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから、サブプレッション・プール水量が大きくなる。このため、サブプレッション・プール水温の上昇は抑制されるものと考え、ベースケースの場合との差は<u>僅か</u>である。</p> <p>4. まとめ</p> <p>原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの<u>最高値</u>はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。</p>	<p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図8に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>炉心に注水する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクール<u>度</u>が高くなり、出力が高めに推移する。</p> <p>ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、<u>サブプレッション・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから、サブプレッション・プール水量が大きくなる。</u>このため、<u>サブプレッション・プール水温の上昇は抑制されるもの</u>と考えるが、ベースケースの場合との差は<u>わずか</u>である。</p> <p>なお、燃料被覆管の温度は、<u>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の注水に限らず、事象初期に燃料被覆管の最高温度に到達するため、ベースケースと変わらない。</u>燃料被覆管の酸化量についても同様である。</p> <p>4. まとめ</p> <p><u>原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最高値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は水源切替時間を記載している。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉、柏崎 6/7 は燃料被覆管の温度及び酸化量について記載している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】

表1 水源切り替え操作の有無による評価項目への影響

項目	感度解析 (水源切り替え 操作有)	ベースケース (水源切り替え 操作無)	評価項目
燃料被覆管の最高温度 (°C)	—*	約1060	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	—*	2%以下	酸化反応が著しくなる前の 燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	—*	約9.08	10.34MPa[gage] (最高使用 圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの 温度 (サブプレッション・チェ ンバ・プール水温 (°C))	約112	約113	200°C (限界温度)を下回る

* 水源切り替え操作前に最大値を示すパラメータであることから、評価を省略した。

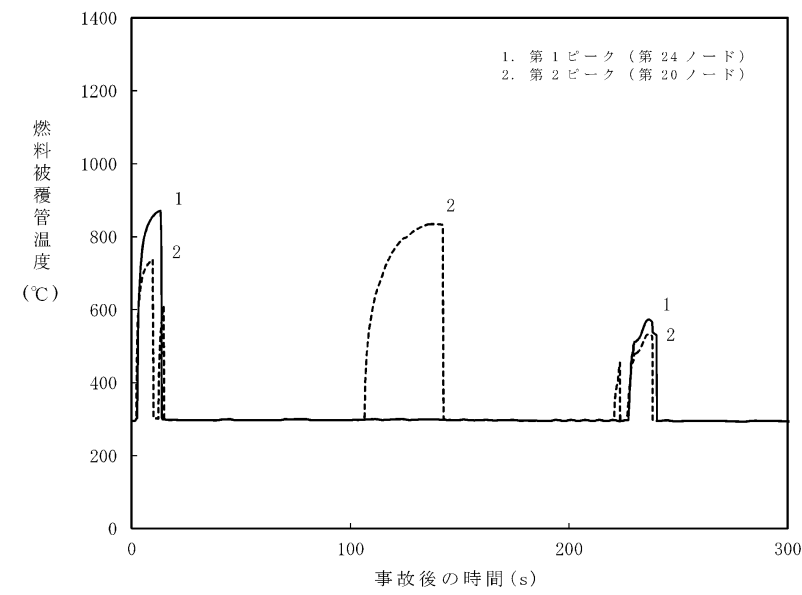
第1表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 (復水貯蔵タンク 水温10°C)	ベースケース (サブプレッション・ プール)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約872°C	約872°C	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材バウン ダリにかかる圧力	約8.42MPa[gage]	約8.42MPa[gage]	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) を下回る
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約0.18MPa[gage]	約0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]を下回る
格納容器バウンダリ の温度	約110°C	約115°C	200°Cを下回る

表1 水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 (水温10°C)	ベースケース (初期水温35°C)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (°C)	約818	約818	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリに かかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約8.91	約8.91	10.34MPa[gage] (最 高使用圧力の1.2 倍)未満
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約161	約167	853kPa[gage] (格納 容器限界圧力)未満
原子炉格納容器バウンダリ にかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温) (°C)	約108	約110	200°C (格納容器限界 温度)未満

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



第1図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

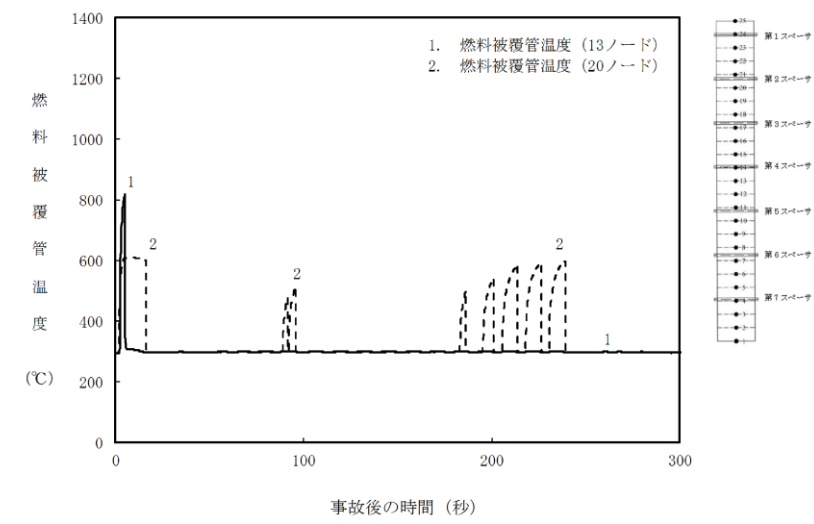
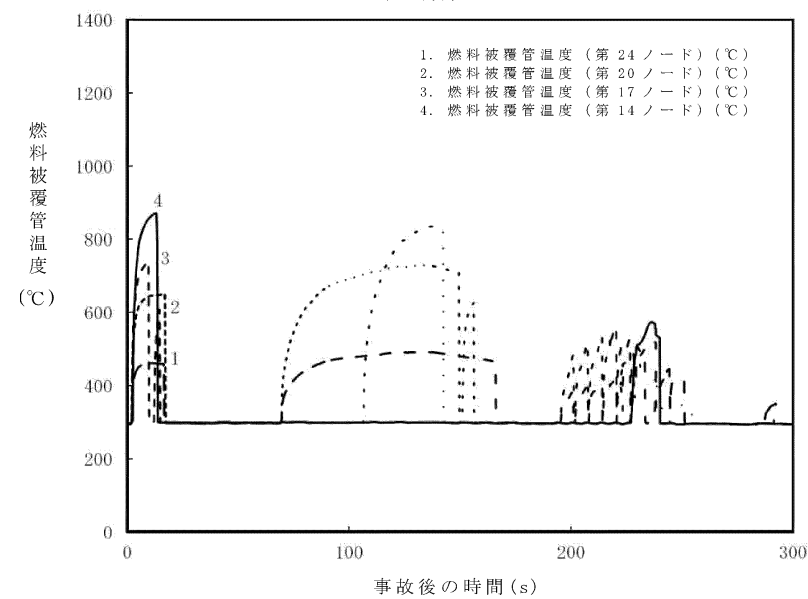


図1 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度位置) の推移 (事象発生から300秒後まで)



第2図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)

・解析結果の相違
【東海第二】

・記載方針の相違
【東海第二】
燃料被覆管最高温度位置以外のノードでの温度推移については、図1に示している。

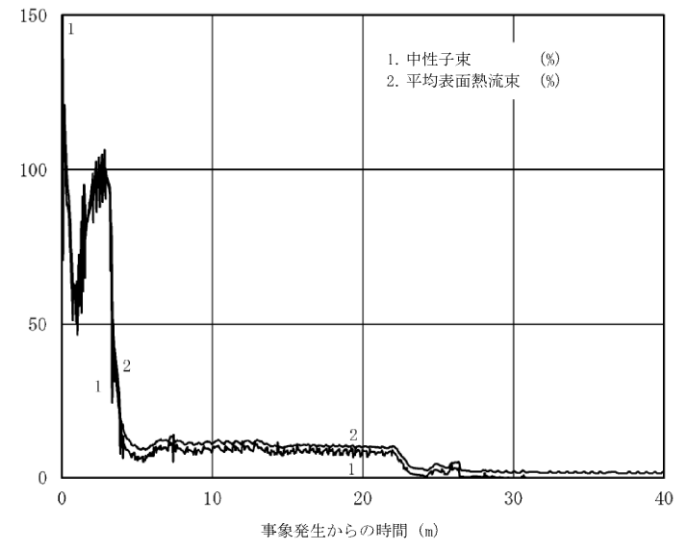
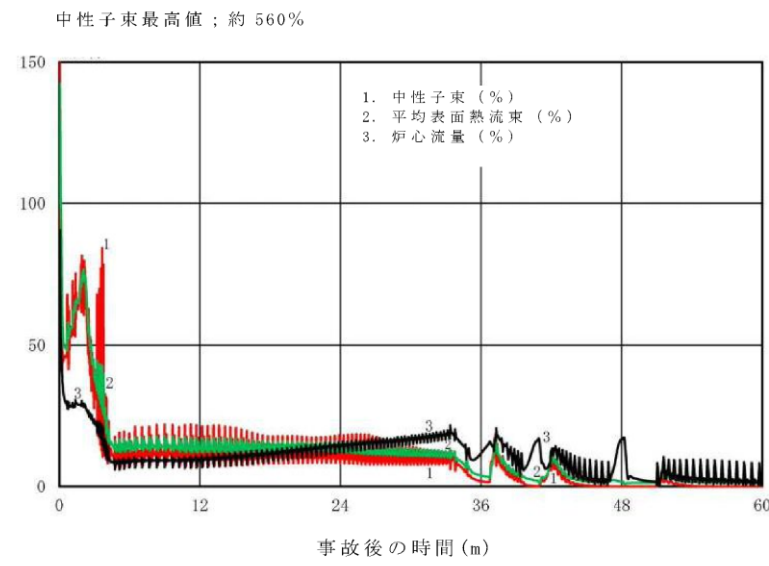


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)



第3図 中性子束, 平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (長期)

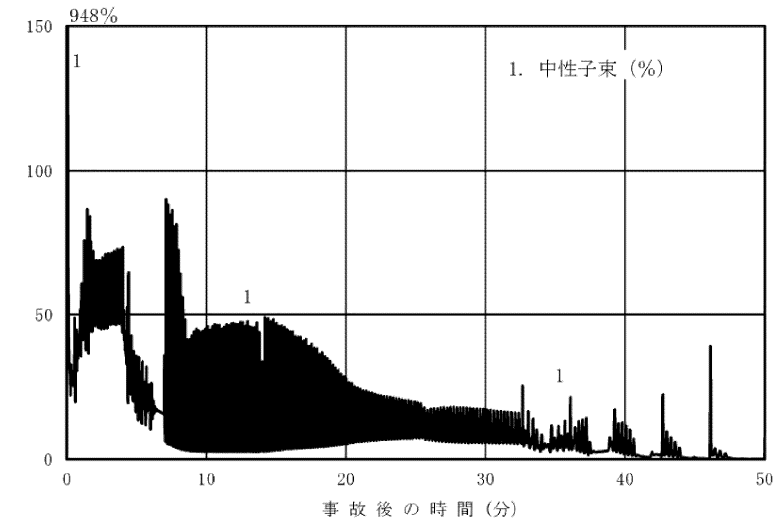


図2 中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は, 炉心流量の推移を図3に記載。

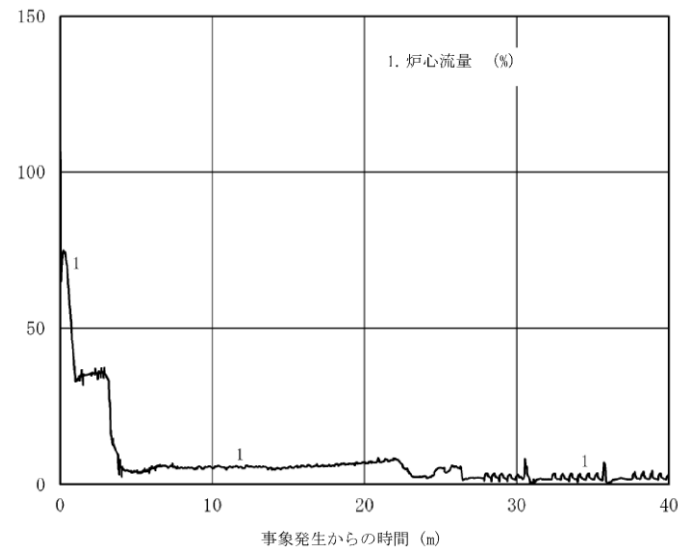


図2 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)

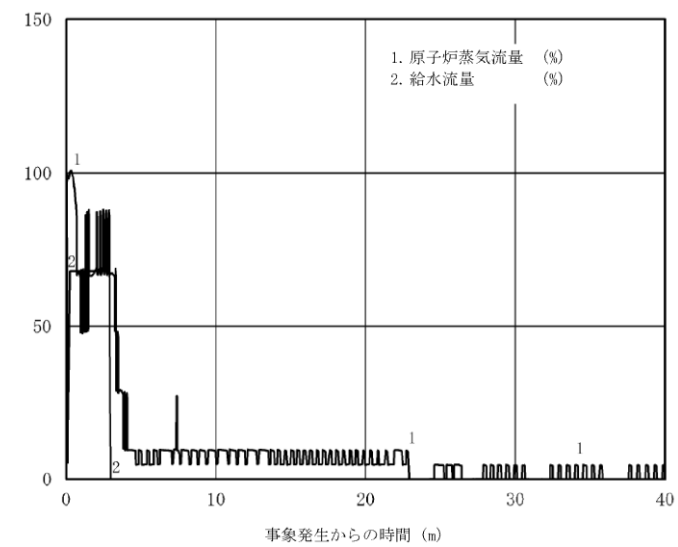
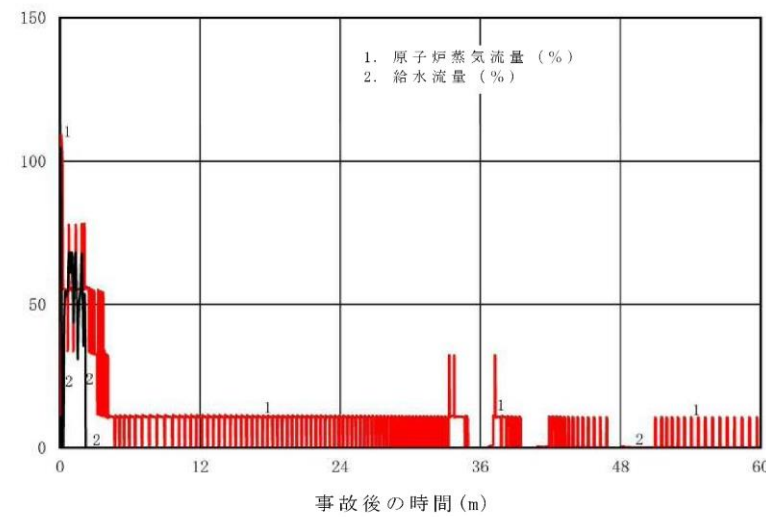


図3 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第4図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)

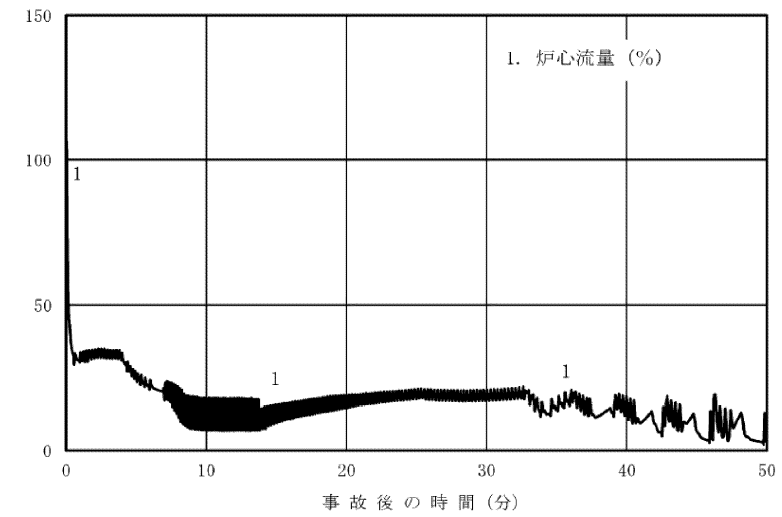


図3 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

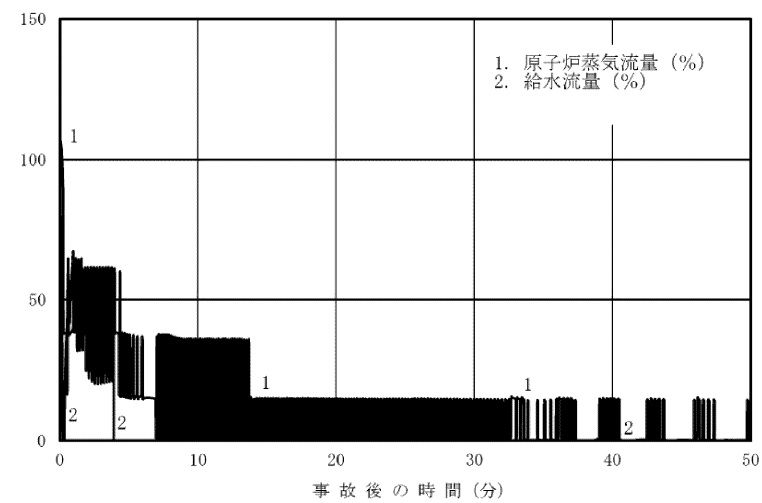


図4 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7】

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

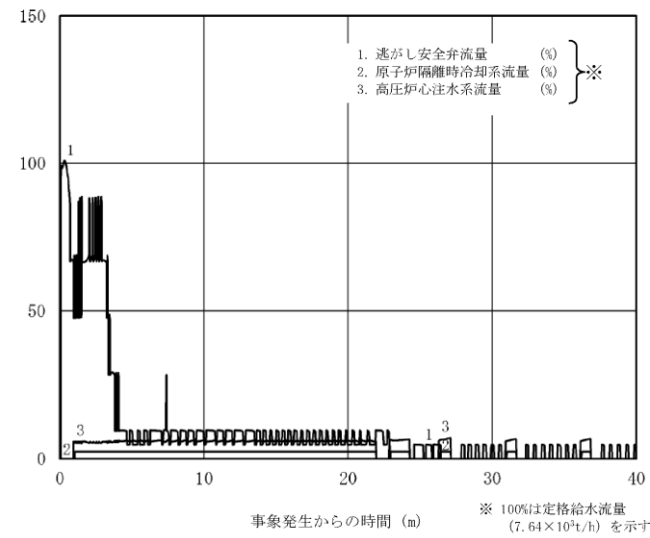
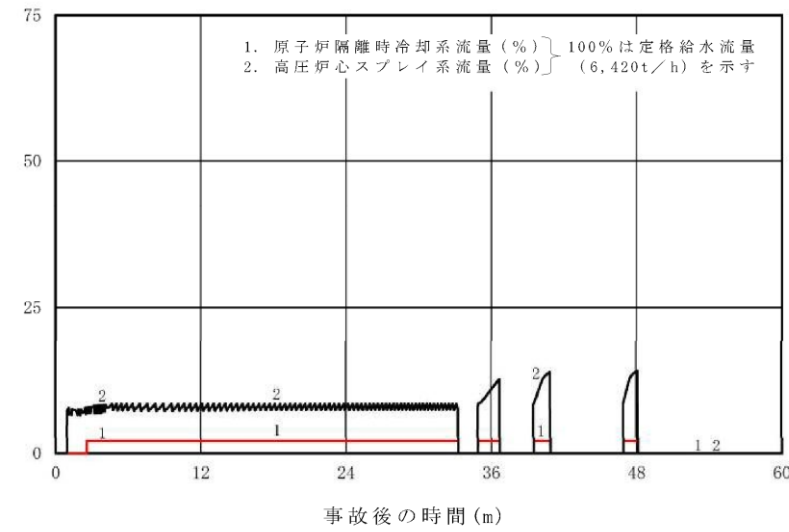


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第5図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (長期)

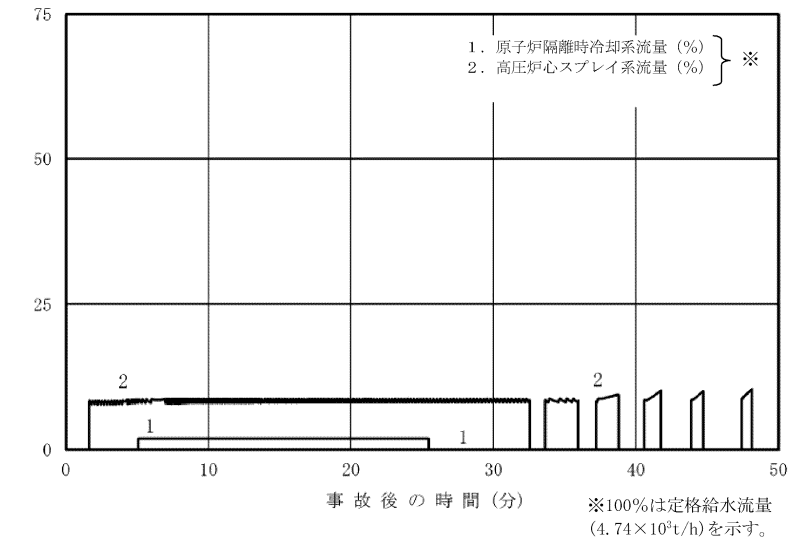


図5 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から50分後まで)

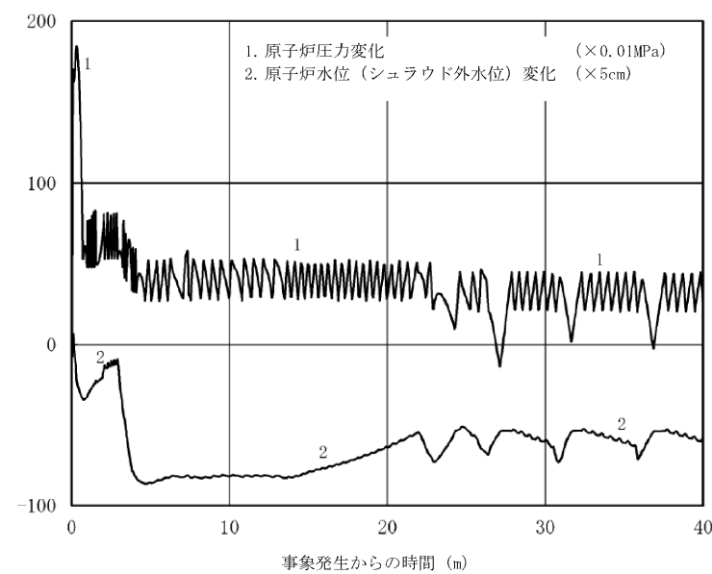
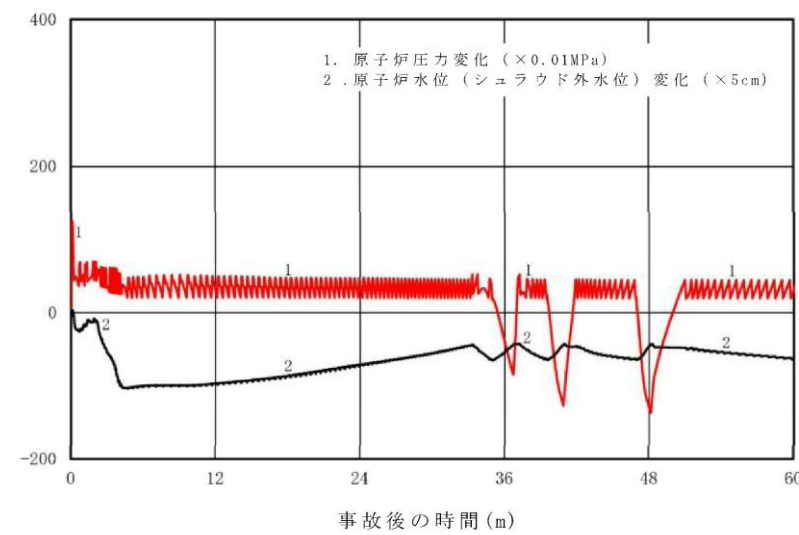


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)



第6図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)

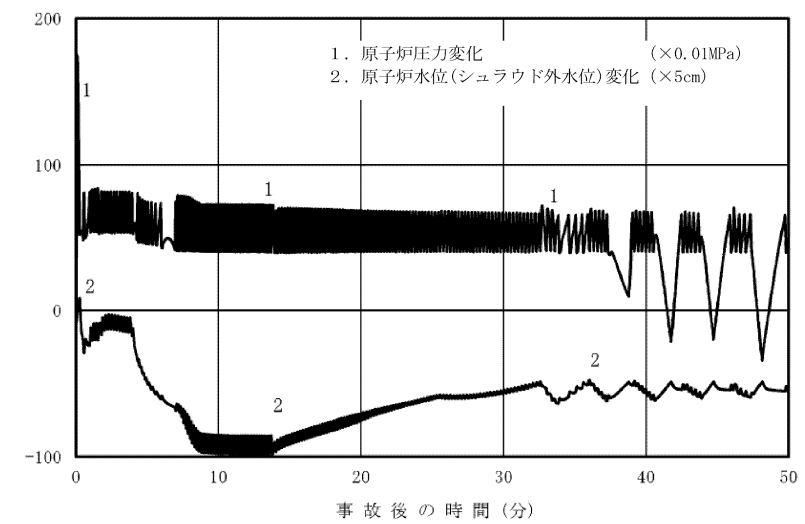


図6 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

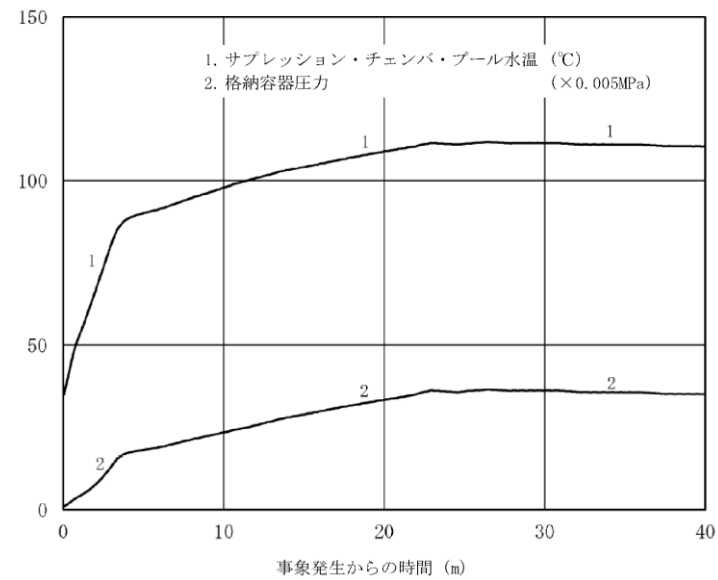
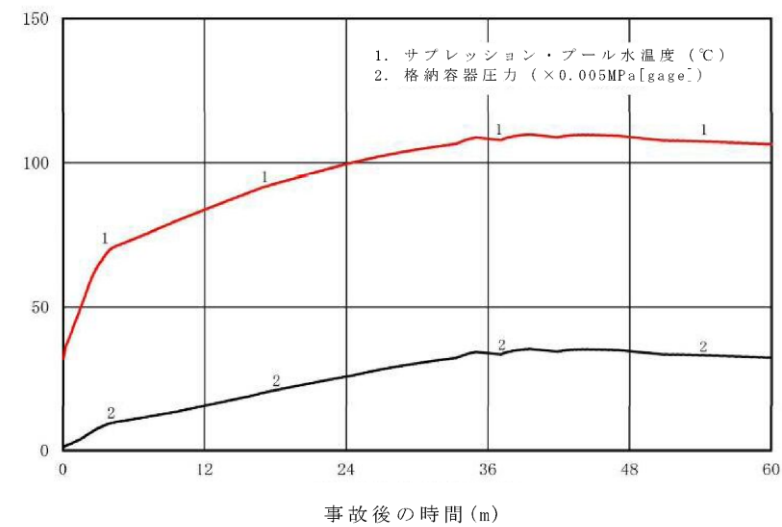


図6 サプレッション・チェンバ・プールの水温，格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



第7 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

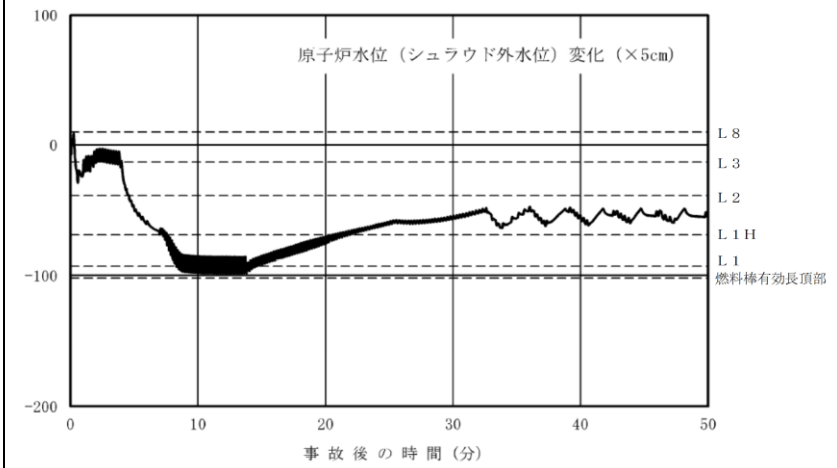


図7 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

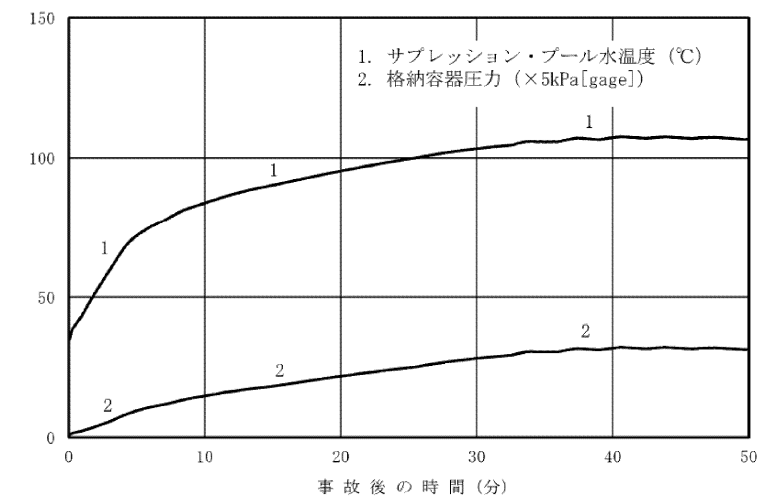


図8 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.8</p> <p>高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響</p> <p>今回の評価では、<u>事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって、約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに自動で切り替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバとして評価している。</u></p> <p><u>本事象では、サブプレッション・チェンバ・プール水温が事象発生と同時に急激に上昇し、事象発生から3分程度で77℃、11分程度で100℃を上回り、最高で約113℃まで上昇する。原子炉隔離時冷却系の最高使用温度は77℃、高圧炉心注水系の最高使用温度は100℃であることから、評価上、最高使用温度を上回る温度領域での運転を設定している。</u>このため、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系について、<u>今回の温度領域での運転の健全性を検討する。</u></p> <p>(1) <u>高圧炉心注水系の運転可能性に関する検討</u></p> <p><u>高圧炉心注水系の水源をサブプレッション・チェンバとした場合、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇に伴うポンプのキャビテーションが想定されるものの、サブプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、NPSHの観点では高圧炉心注水系の運転継続に問題ないものと考える。</u></p> <p><u>また、今回の評価では、一部を除いて運転員の操作に、起点となる事象の発生から600秒の時間余裕を見込むこととしている。高圧炉心注水系は事象発生から約24秒後に水源が復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに自動で切り替わるが、この自動切り替えから600秒後に高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切り替える操作を想定する場合、切り替え時点の温度は100℃未満で</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.11</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源は<u>サブプレッション・チェンバ</u>としている。</p> <p>有効性評価解析では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が流入することで<u>サブプレッション・プール水温度は上昇し、事象発生から約8分で77℃、約28分で106℃を上回り、最高で約115℃まで上昇する。</u>このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、この水源温度での運転継続性について以下に述べる。</p> <p>2. 高圧炉心スプレイ系の運転継続性</p> <p>サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプにキャビテーションの発生が懸念されるが、サブプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、有効NPSHは確保され、運転継続性に問題ない。</p> <p>また、高圧炉心スプレイ系には、<u>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系を用いたポンプメカニカルシール冷却装置及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体温度(サブプレッション・プール水温度)が最高値の約115℃になった場合でも運転継続性に問題はない。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.12</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源は<u>サブプレッション・プール</u>としている。</p> <p>有効性評価解析では、<u>事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を経由して、サブプレッション・プールに流入することでサブプレッション・プールの水温は上昇し、事象発生から4分程度で66℃、24分程度で100℃を上回り、最高で約110℃まで上昇する。</u>このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、<u>運転継続性について以下に述べる。</u></p> <p>2. <u>高圧炉心スプレイ系の運転可能性に関する検討</u></p> <p><u>サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプのキャビテーションの発生が懸念されるが、サブプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、有効NPSHは確保され、運転継続性に問題ない。</u></p> <p><u>また、高圧炉心スプレイ系には、高圧炉心スプレイ補機冷却系を用いたポンプメカニカルシール冷却器及び高圧炉心スプレイポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体(サブプレッション・プール水温度)が110℃になった場合でも運転継続性に問題はない。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水源の切替は行っていないが、柏崎 6/7 は有効性評価における水源切替のタイミングを記載している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、S/P水温度が解析結果の最高値でも設備への影響がないことを記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>あるため、高圧炉心注水系を最高使用温度未満で運転した場合の評価となる。なお、評価結果は添付資料2.5.7のとおりであり、評価項目を満足することを確認している。</u></p> <p>(2) 原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する検討</p> <p>原子炉隔離時冷却系については、<u>事象発生から3分程度でサプレッション・チェンバ・プール水温が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である77℃を超えるため、サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽への水源切替え操作への期待については考慮していない。</u></p> <p><u>なお、サプレッション・チェンバ・プール水温が77℃を超えた場合に原子炉隔離時冷却系が停止すると仮定した場合について評価したところ、サプレッション・チェンバ・プール水温は原子炉隔離時冷却系が運転を継続するとした場合に比べて緩やかに上昇し、かつ、最高温度も低く抑えられることを確認した。評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</u></p> <p><u>また、福島第一原子力発電所2号炉では、平成23年3月11日に発生した事故の際、サプレッション・チェンバを水源とした状態で長時間運転を継続している。福島第一原子力発電所2号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッション・チェンバを水源として運転していた期間(平成23年3月12日5時から14日9時頃)のサプレッション・チェンバ・プール水温は、ドライウエル圧力を水蒸気の飽和温度と考える場合、今回の評価での最高温度である113℃を超えていたものと推定され、また、平成23年3月14日7時に計測されたサプレッション・チェンバ・プール水温も146℃であったことから、原子炉隔離時冷却系は、サプレッション・チェンバ・プール水温が113℃程度であったとしても、運転を継続できる可能性があると考える。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性</p> <p><u>事象発生から約8分程度でサプレッション・プール水温が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である77℃を超えるが、サプレッション・プール水温106℃までの運転継続性を確認している。</u></p> <p><u>仮に原子炉隔離時冷却系が、サプレッション・プール水温77℃到達時に停止した場合の影響について感度解析により確認した。</u></p> <p>(1) 評価条件</p> <p><u>サプレッション・プール水温77℃到達時に原子炉隔離時冷却系が停止するものとする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</u></p> <p>(2) 評価結果</p> <p><u>評価結果を第1図から第7図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。燃料被覆管最高温度は、原子炉隔離時冷却系が自動起動する前の第1ピークにて発生していることから影響はない。また、ベースケースと比べて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止するタイミングが早くなることで、原子炉水位の低下に伴う自然循環による炉心流量の低下も早まる。解析上は炉心流量に依存する保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温及び格納容器圧力の最高値は若干高くなるが、ベースケースとの差は僅かである。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p><u>高圧炉心スプレイ系はサプレッション・プール水温が上昇した場合でも運転継続性に問題ないことを確認した。また、サプレッション・プール水温が77℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が停止した場合の感度解析を実施した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さく、評価項目を満足することを確認した。</u></p>	<p>3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性</p> <p>原子炉隔離時冷却系については、<u>水源温度(サプレッション・プール水温)100℃までの運転継続性を確認(添付資料2.3.1.2「全交流動力電源喪失(長期TB)時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について」)しており、また、今回の有効性評価では、サプレッション・プール水温が100℃に到達後は原子炉隔離時冷却系を停止する条件で評価を行っているため、本設備の運転継続性が今回の評価に与える影響はない。</u></p>	<p>柏崎 6/7 では水源切替を考慮した評価結果を記載している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系を100℃で停止した解析をベースケースとしていることを記載している。</p> <p>柏崎 6/7 では最高使用温度で停止した解析結果を記載。また、実機での状況を記載している。</p> <p>東海第二では最高使用温度で停止した解析結果を記載している。</p>

表1 水源切り替え操作及び原子炉隔離時冷却系の運転状態による評価項目への影響

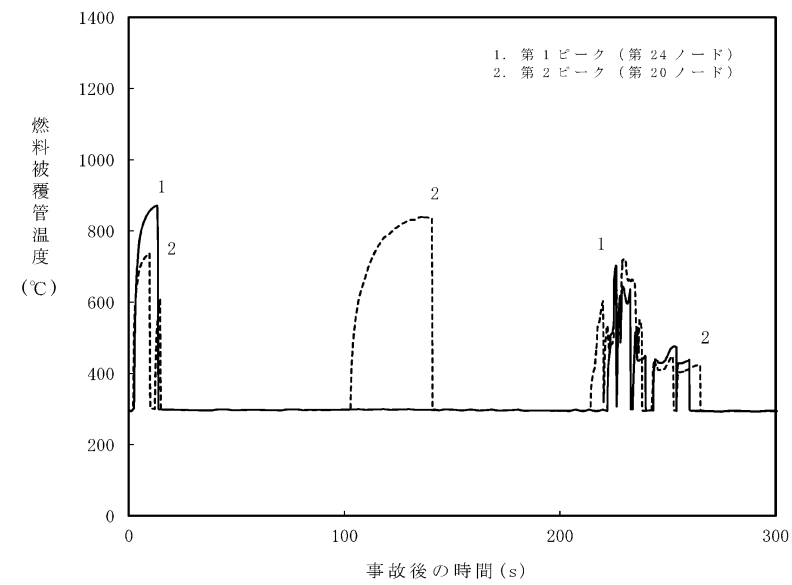
項目	感度解析 (高圧炉心注水系水源切り替え操作有, サプレッション・チェンバ・プール水温77℃で原子炉隔離時冷却系の運転停止)	ベースケース (高圧炉心注水系水源切り替え操作無, 原子炉隔離時冷却系の運転継続)	評価項目
燃料被覆管の最高温度(℃)	約1060	約1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量	2%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	—※	約9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約0.15	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サブプレッション・チェンバ・プール水温(℃))	約104	約113	200℃(限界温度)を下回る

※ 原子炉隔離時冷却系の運転停止前に最大値を示すパラメータであることから、評価を省略した。

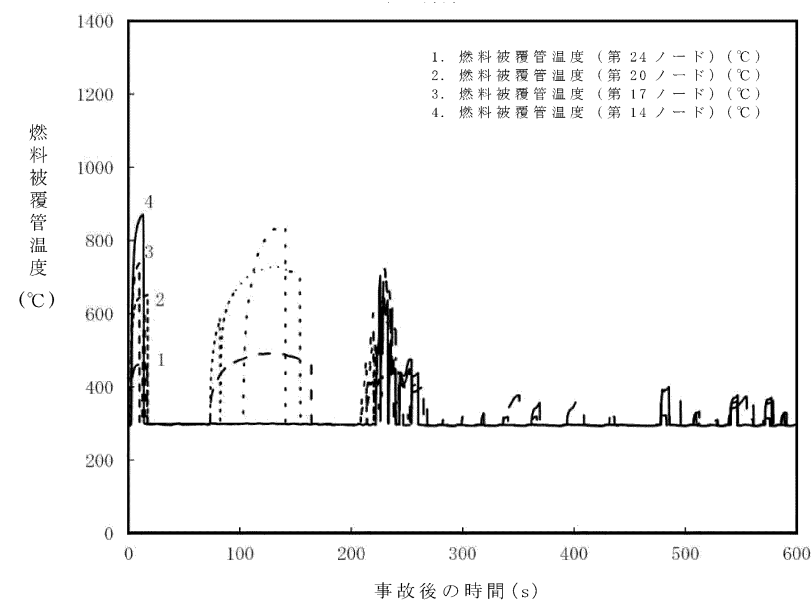
第1表 原子炉隔離時冷却系の有無による評価項目パラメータへの影響

項目	感度解析 (S/P水温度77℃にて停止)	ベースケース (S/P水温度106℃にて停止)	評価項目
燃料被覆管最高温度(℃)	約872	約872	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量(%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約8.42	約8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約0.26	約0.20	0.62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サブプレッション・プール水温度(℃))	約124	約115	200℃を下回る

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉では原子炉隔離時冷却系を100℃で停止した解析をベースケースとしている。



第1図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)



第2図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は原子炉
隔離時冷却系を100°C
で停止した解析をベー
スケースとしている。

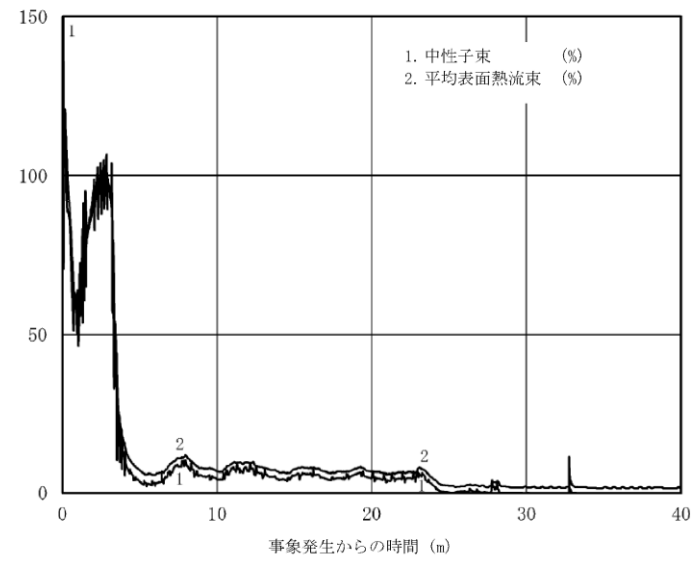


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)

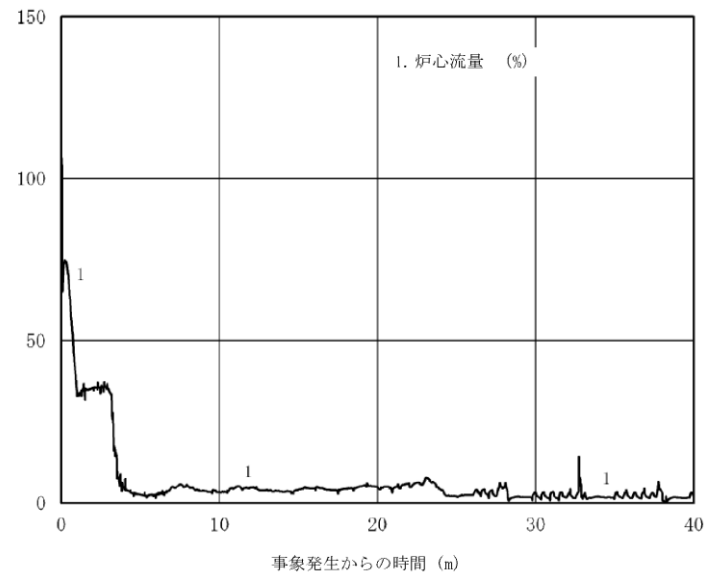
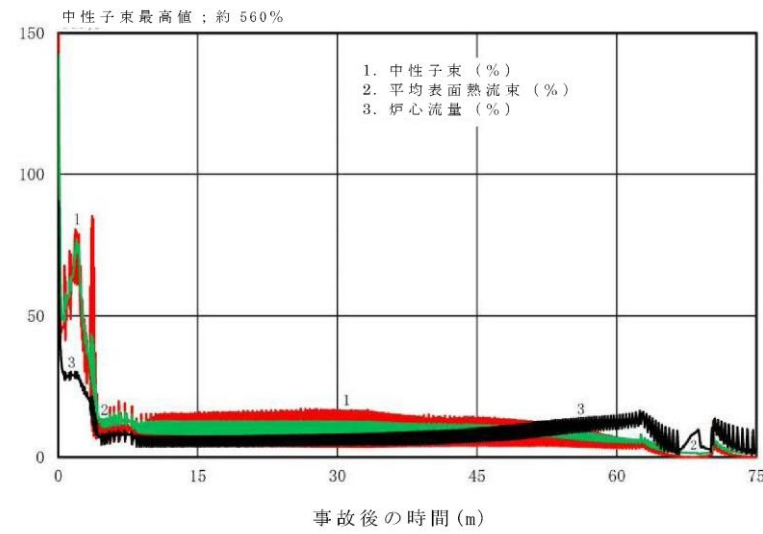


図2 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第3 図 中性子束, 平均熱流束及び炉心流量の推移 (長期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は原子炉
隔離時冷却系を100℃
で停止した解析をベー
スケースとしている。

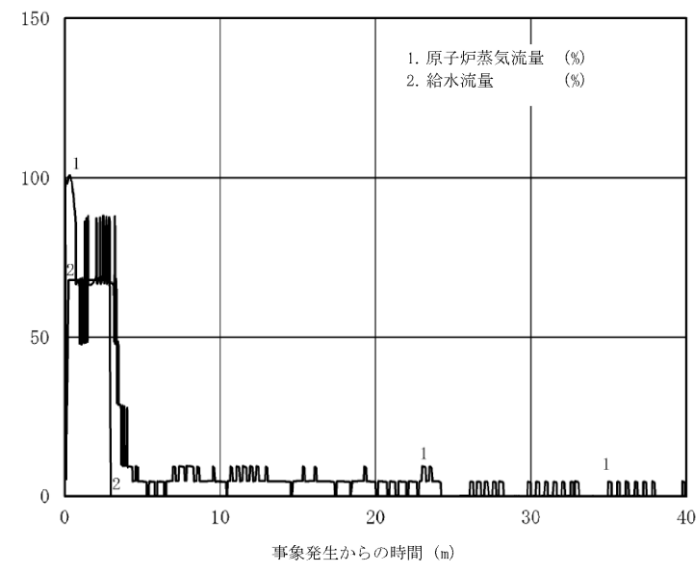


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)

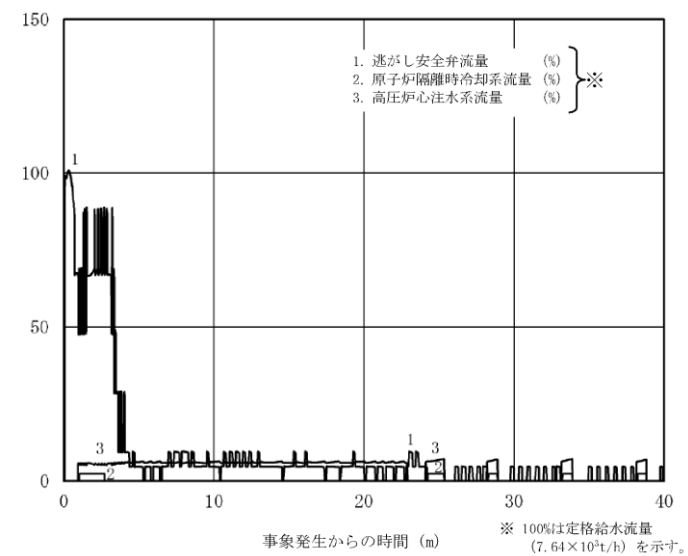
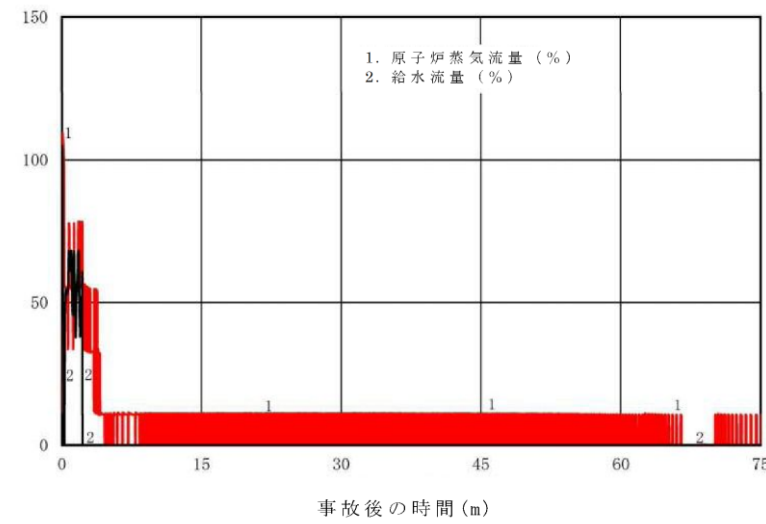
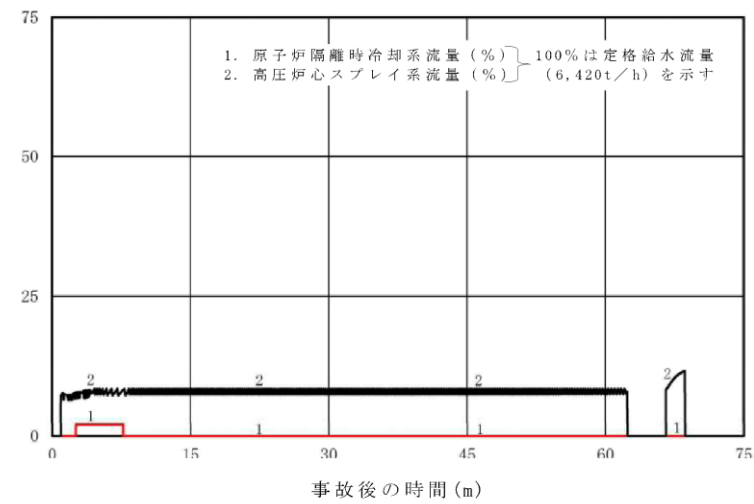


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第4図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



第5図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量
の推移 (長期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は原子炉
隔離時冷却系を 100℃
で停止した解析をベー
スケースとしている。

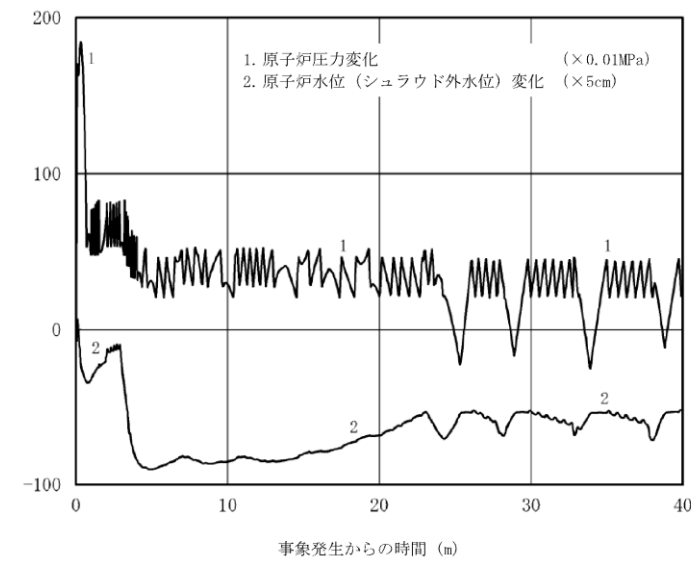


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)

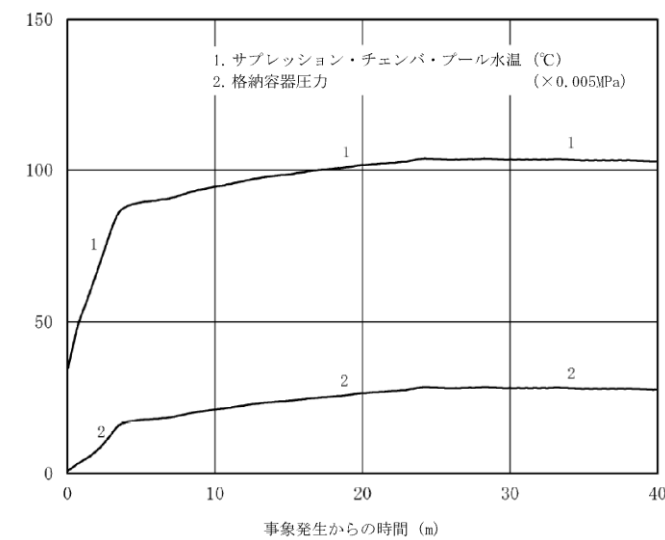
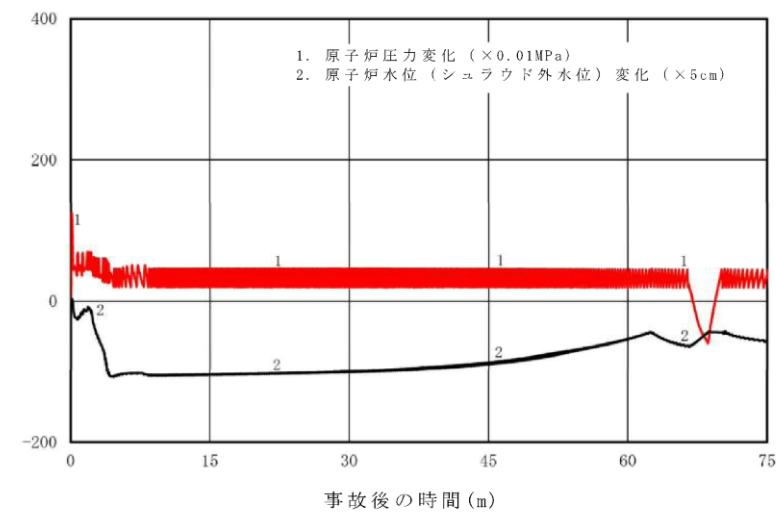
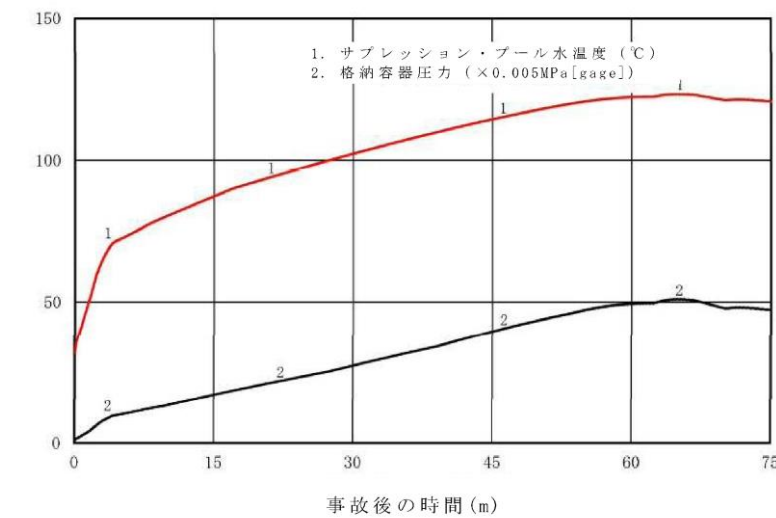


図6 サプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



第7図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第8図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 島根2号炉は原子炉隔離時冷却系を100℃で停止した解析をベースケースとしている。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																					
<p>資料なし</p>	<p>添付資料 2.5.9</p> <p><u>7日間における燃料の対応について(原子炉停止機能喪失)</u></p> <p>保守的に<u>全ての</u>設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。</p> <table border="1" data-bbox="961 541 1685 1037"> <thead> <tr> <th>時系列</th> <th>合計</th> <th>判定</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非常用ディーゼル発電機 2台起動^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約484.0kL</td> <td rowspan="3">7日間の 軽油消費量 約755.5kL</td> <td rowspan="3">軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約130.3kL</td> </tr> <tr> <td>常設代替高圧電源装置 2台起動^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約141.2kL</td> </tr> <tr> <td>緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL</td> <td>7日間の 軽油消費量 約70.0kL</td> <td>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約75kLであり、7日間対応可能</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。 ※2 事故収束には必要ではないが、保守的に起動を仮定した。 ※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。</p>	時系列	合計	判定	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約484.0kL	7日間の 軽油消費量 約755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約130.3kL	常設代替高圧電源装置 2台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約141.2kL	緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL	7日間の 軽油消費量 約70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約75kLであり、7日間対応可能	<p>添付資料 2.5.13</p> <p><u>7日間における燃料の対応について(原子炉停止機能喪失)</u></p> <p>保守的に<u>すべての</u>設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。</p> <table border="1" data-bbox="1751 541 2475 890"> <thead> <tr> <th>時系列</th> <th>合計</th> <th>判定</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非常用ディーゼル発電機 2台起動^{※1} (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 1.618m³/h×24h×7日×2台=543.648m³</td> <td rowspan="2">7日間の 軽油消費量 約700m³</td> <td rowspan="2">非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³であり、7日間対応可能</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.927m³/h×24h×7日×1台=155.736m³</td> </tr> <tr> <td>緊急時対策所用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³</td> <td>7日間の 軽油消費量 約8m³</td> <td>緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。</p>	時系列	合計	判定	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×2台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約700m ³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m ³ であり、7日間対応可能	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7日×1台=155.736m ³	緊急時対策所用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約8m ³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m ³ であり、7日間対応可能	<p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、外部電源喪失を想定していないが喪失した場合の評価結果を記載。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【東海第二】</p>
時系列	合計	判定																						
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約484.0kL	7日間の 軽油消費量 約755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能																						
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約130.3kL																								
常設代替高圧電源装置 2台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約141.2kL																								
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL	7日間の 軽油消費量 約70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約75kLであり、7日間対応可能																						
時系列	合計	判定																						
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×2台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約700m ³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m ³ であり、7日間対応可能																						
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7日×1台=155.736m ³																								
緊急時対策所用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約8m ³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m ³ であり、7日間対応可能																						