

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)

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>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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+崩壊熱除去失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ③「<u>通常停止+崩壊熱除去失敗</u>」, ④「<u>通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑤「<u>サポート系喪失+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑥「<u>サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑦「<u>小破断LOCA+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑧「<u>中破断LOCA+RHR 失敗</u>」及び⑨「<u>大破断LOCA+RHR 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>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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+RHR失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ③「<u>外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)</u>」, ④「<u>外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)</u>」, ⑤「<u>外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)</u>」, ⑥「<u>手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+RHR失敗</u>」, ⑦「<u>手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ⑧「<u>サポート系喪失 (自動停止)+RHR失敗</u>」, ⑨「<u>サポート系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ⑩「<u>サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)</u>」, ⑪「<u>サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)</u>」, ⑫「<u>小破断LOCA+RHR失敗</u>」, ⑬「<u>中破断LOCA+RHR失敗</u>」及び⑭「<u>大破断LOCA+RHR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><u>本事故シーケンスグループは, LOCAを起因事象とする</u></p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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+崩壊熱除去失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ③「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ④「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑤「<u>手動停止+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑥「<u>手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑦「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑧「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑨「<u>サポート系喪失+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑩「<u>サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑪「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑫「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑬「<u>冷却材喪失 (小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑭「<u>冷却材喪失 (小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑮「<u>冷却材喪失 (中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑯「<u>冷却材喪失 (中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑰「<u>冷却材喪失 (大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑱「<u>冷却材喪失 (大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑲「<u>外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗</u>」, ⑳「<u>外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗</u>」及び㉑「<u>外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 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>備考</p> <p>・記載方針の相違</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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水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、取水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、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した<u>残留熱除去系(サ</u></p>	<p><u>事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはないが、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、<u>評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとする。</u>ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、取水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、取水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、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の準備が完了した後に、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷</u></p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、<u>取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。</u>ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水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、取水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、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作</u>により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u>による原子炉格納容器除</p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</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>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</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><u>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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した<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手段を整備する。</p>	<p><u>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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<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>手段を整備する。</p>	<p>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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>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、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した<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>手段を整備する。</p>	<p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違

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>これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1 図から第2.4.1.4 図に、手順の概要を第2.4.1.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1 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、<u>事象発生10 時間までの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28 名</u>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、<u>当直長1 名 (6 号及び7 号炉兼任)</u>、<u>当直副長2 名</u>、<u>運転操作対応を行う運転員12 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<u>通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5 名</u>、<u>緊急時対策要員 (現場) は8 名</u>である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.6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、<u>28名</u>で対処可能である。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に、手順の概要を第 2.4.1-2 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 2.4.1-1 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、<u>災害対策要員 (初動) 20 名</u>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、<u>当直発電長 1 名</u>、<u>当直副発電長 1 名</u>及び<u>運転操作対応を行う当直運転員 4 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<u>通報連絡等を行う要員は 4 名</u>及び<u>現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名</u>である。必要な要員と作業項目について第 2.4.1-3 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、<u>20 名</u>で対処可能である。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第 2.4.1.1-1(1)図及び第 2.4.1.1-1(2)図に、手順の概要を第 2.4.1.1-2 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 2.4.1.1-1 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、<u>緊急時対策要員31名</u>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、<u>当直長 1 名</u>、<u>当直副長 1 名</u>、<u>運転操作対応を行う運転員 5 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<u>通報連絡等を行う要員は 5 名</u>、<u>復旧班要員は 19 名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3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、<u>31名</u>で対処可能である。</p>	<p>【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・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 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 運用及び設備の相違に</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. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、<u>全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する</u>。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、<u>全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する</u>。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。<u>また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系(可搬型)の準備を開始する。</u></p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(<u>レベル3</u>)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、<u>すべての非常用ディーゼル発電機等</u>が機能喪失する。これにより、<u>非常用高圧母線(6.9kV)</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位(広帯域)、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(<u>レベル2</u>)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【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>・設備の相違</p> <p>【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(IRRM), 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IRRM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>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】 解析における水位制御</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>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>代替原子炉補機冷却系、</u> <u>低圧代替注水系 (常設)</u> の準備を開始する。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (<u>残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁</u>) が開動作可能であることを確認する。 <u>低圧代替注水系 (常設) のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、<u>サプレッション・チェンバのプール水の熱容量温度制限により、</u> <u>中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2 個</u></p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. <u>取水機能喪失の確認</u> <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、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の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが、これに失敗し、機能喪失していることを確認する。これにより、緊急用海水系及び低圧代替注水系 (常設) の準備を開始する。</u> <u>取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。</u></p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>取水機能喪失を確認後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (残留熱除去系注入弁) が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p>サプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を</u></p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系</u> の準備を開始する。</p> <p>d. <u>自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去ポンプを手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (C-RHR注水弁) が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 <u>6 個</u> を手動開</p>	<p>の相違。</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>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、早期の電源回復不能判断により原子炉補機代替冷却系の準備を開始。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施するため、バイパス流防止措置は不要である。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【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>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</u> <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）等である。</u> 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u> <u>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が13.7kPa[gage]到達後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</u> <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内</u></p>	<p>手動開操作し原子炉を急速減圧する。<u>また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</u> <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</u> 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、<u>サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>e. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> <u>自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</u> <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。</u> 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より残留熱除去系（低圧注水モード）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</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><u>圧力、復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 等である。</u></p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</u></p> <p>g. <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) 運転</u></p> <p>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、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・チェンバ・プール水冷却モード) 運転を開始する。</p> <p>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) 運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温度</u>等である。</p> <p>h. <u>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水</u></p> <p><u>サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 -1m に到達後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。</u></p> <p><u>原子炉水位回復後は、原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。</u></p>	<p>g. <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱</u></p> <p><u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を開始する。</u></p> <p>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力</u>等である。</p> <p>h. <u>残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水</u></p> <p><u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を開始した後、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) に到達した時点で、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 運転時に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) の運転を停止し、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、残留熱除去系系統流量である。</u></p> <p><u>原子炉水位回復後は、原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止</u></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) 運転</u></p> <p><u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を開始する。</u></p> <p>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水温度 (SA)</u> 等である。</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</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、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を継続する。</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>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>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、<u>スプレィ冷却</u>、<u>サブプレッション・プール冷却</u>が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p>	<p><u>し、残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）の運転を再開する。</u></p> <p><u>また、残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）の運転時に、格納容器圧力が 13.7kPa [gage] まで低下した場合は、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に切り替える。</u></p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う</p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗</u>」である。</p> <p>なお、<u>非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし</u>、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び<u>三次元効果</u>、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）<u>及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレィ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</u>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度等の過</u></p>	<p>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>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」である。</p> <p>なお、<u>取水機能を喪失することから、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから</u>、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、<u>三次元効果</u>、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、<u>ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</u>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、<u>シビアアクシデント総合解析コードMAAP</u>により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度等の過渡応答</u>を求める。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>解析条件の相違による重要現象の対象の相違。</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>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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>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、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、原子炉減圧により炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なし</p>	<p>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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、<u>再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、<u>評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、</u></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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>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、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、<u>取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常</u></p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</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>を仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>タービン蒸気加減弁急速閉</u>信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)で自動起動し、<u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、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。</p> <p>また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁<u>(2個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約5%</u>を処理するものとする。</p>	<p>外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 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 (7.86MPa [gage]~1.04MPa [gage])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(<u>安全弁機能</u>)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。</p> <p>また、原子炉減圧には<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)(7個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約6%</u>を処理するものとする。</p>	<p>設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>原子炉水位低(レベル3)</u>信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<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[dif])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の<u>逃がし弁機能</u>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。</p> <p>また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁<u>(6個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約8%</u>を処理するものとする。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、実運用と解析条件が相違することについて理由を記載。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定 ・設備設計の相違 【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>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>最大300m³/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系 (常設)による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> <u>格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(f) <u>代替原子炉補機冷却系</u> 伝熱容量は<u>約23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p> <p>(g) <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<u>約8MW (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)</u>とする。</p>	<p>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能</u>)による原子炉減圧後に、<u>最大 378m³/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) <u>緊急用海水系</u> 伝熱容量は<u>約 24MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度 32℃において)</u>とする。</p> <p>(f) <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u> <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) を使用する場合は、1,692m³/hにて格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約 24MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において) とする。</u></p>	<p>(d) <u>残留熱除去系 (低圧注水モード)</u> 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>1,136m³/h (0.14MPa[dif]において)</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) <u>原子炉補機代替冷却系</u> 伝熱容量は、<u>事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度30℃において)</u>とする。</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> 伝熱容量は、<u>熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、事象発生24時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準</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>(h) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u> <u>残留熱除去系（低圧注水モード）は、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し、954m³/h (0. 27MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</u></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>交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</u></p> <p>(b) <u>低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</u></p> <p>(c) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達する事象発生から約3時間後に開始する。</u></p>	<p>(g) <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> <u>残留熱除去系（低圧注水系）は、1, 605m³/h (0. 14MPa [dif] において) (最大1, 676m³/h) の流量で注水するものとする。</u></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>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、サプレッション・プール水温度が 65℃に到達した場合に開始する。</u></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>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後、事象発生から8時間後に開始する。</u></p>	<p>に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、事象発生 24 時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間まで、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構</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>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。</u></p> <p>(e) <u>代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u></p> <p>(f) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u></p> <p>(g) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後に開始する。</u></p>	<p>(b) <u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始する。また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。</u></p>	<p>(b) <u>原子炉補機代替冷却系運転操作は、事象発生から8時間後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から8時間後に開始する。</u></p>	<p>成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根 2号炉の原子炉代替補機冷却系は可搬型設備である。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱</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) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※1, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.7図から第2.4.1.12図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率, 平均出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.1.13図から第2.4.1.18図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.4.1.19図から第2.4.1.22図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で, シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 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, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には, 原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を, 7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては, 外部電源喪失により, 事象発</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原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1-4 図から第2.4.1-9 図に, 燃料被覆管温度, 高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1-10 図から第2.4.1-12 図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.1-13 図から第2.4.1-16 図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 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), 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, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, 原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環系ポンプについては, 原子炉水位異常低下(レベ</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原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に, 燃料被覆管温度, 高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 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・狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, 原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては, 原子炉水位低(レベル2)で</p>	<p>除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 炉心は露出せず, 冠水維持する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 高出力燃集合体にPCTが発生している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では, 炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。</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>生とともに<u>10台全て</u>がトリップする。</p> <p>事象発生から<u>70分</u>経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁<u>2個</u>を手動開することで実施する。</p>	<p><u>ル2)</u>により<u>2台全て</u>がトリップする。</p> <p>事象発生から<u>104分</u>経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）<u>7個</u>を手動開することで実施する。</p>	<p><u>2台すべて</u>がトリップする。</p> <p>事象発生から<u>20分</u>経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、<u>事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁<u>6個</u>を手動開することで実施する。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 再循環ポンプの個数の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、中央制御室より速やかに受電操作が可能であることから想定時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</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>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し、<u>有効燃料棒頂部を下回るが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心は再冠水する。</u></u></p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、<u>原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</u></u></p> <p><u>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び事象発生から20時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心の冠水は維持される。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、事象発生から約13時間経過した時点での<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による格納容器除熱を行う。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料棒有効長頂部は下回らず、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心の冠水は維持される。</u></u></p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により<u>上昇する。その後、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水により、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</u></u></p> <p><u>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、事象発生から8時間経過した時点での<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（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を行う。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高出力燃集合体にPCTが発生している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達し</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>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1.13 図</u>に示すとおり、<u>原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約427℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。</u>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、<u>第2.4.1.7 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.82MPa[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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1-10 図</u>に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.1-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、<u>約7.79MPa [gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約8.09MPa [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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1.2-1(7)図</u>に示すとおり、<u>初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。</u>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、<u>第2.4.1.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.89MPa[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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>温度</u>は徐々に上昇するが、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系に</p>	<p>ないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高出力燃料集合体にPCTが発生している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</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><u>子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.30MPa[gage]及び約143℃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。</u></p> <p>第2.4.1.8 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水継続により約4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>20時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.1)</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>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が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、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替</u></p>	<p><u>容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.28MPa[gage]及び約141℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第 2.4.1-5 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水継続により炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.1)</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>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が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>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作とする。</u></p>	<p><u>よる原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約132kPa[gage]及び約117℃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。</u></p> <p>第2.4.1.2-1(2)図に示すとおり、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による注水継続により炉心が冠水維持し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.1)</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>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が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>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u></p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・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, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生から 12 時間までの操</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>格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 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<u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を</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 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 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、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧</p>	<p>による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 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<u>炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後</u></p>	<p>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> <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，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は，残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

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>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、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>原子炉格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達</u>の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていること、<u>また格納容器圧力及び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。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいこと、<u>また、格納容器圧力及び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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め</u>に評価し、<u>有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め</u>に評価することから、<u>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></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>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2.4.1.2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<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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、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、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、</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2.4.1-2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<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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</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は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度の上昇が遅くなる</u>が、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</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</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2.4.1.2-1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<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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>30GWd/t</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は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度の上昇が遅くなる</u>が、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</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、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>・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。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮するため。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎ</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>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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、<u>原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により炉心は露出するものの、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> (添付資料2.4.1.2)</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は、<u>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。</u></p>	<p>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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、<u>事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> (添付資料2.4.1.2)</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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、炉心部の冠水は維持されるため、<u>燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること</u>はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。<u>また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、<u>原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> (添付資料2.4.1.2)</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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、<u>炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないこと</u>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>を、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、外部電源ありを包含する条件を設定。 解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 解析条件の相違【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 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。 解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心

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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、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、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により<u>炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 <u>31GWd/t</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は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 <u>30GWd/t</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は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。<u>また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。 解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。 解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱

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>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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><u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作は約30分間で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、原子炉水位維持の観点では問題とならない。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間として事象発生から約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却</u></p>	<p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時</u></p>	<p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、残留熱除去系（低圧注水モード）</u></p>	<p>除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から20分）に左右されない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等</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>系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、運転員等操作時間に与える影響はない。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。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p><u>間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、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。</u></p> <p><u>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p><u>による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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、事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の残留熱除去系の起動操作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。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p>を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため、サブプレッション・プール水冷却モード</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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は約30分で完了可能であり、解析上の受電完了時間(70分後)は時間余裕を含めて設定していることから、<u>低圧代替注水系(常設)の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高(レベル8)到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系(常設)に切り替えるための減圧操作であり、事象進展はほぼ変わらないことから、</u>評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、</u>評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高(レベル8)到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、</u>評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まり、格納容器圧力及び温度を早期</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、</u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始は、<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</u>ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)による原子炉格納容器除熱操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響</u></p>	<p>にて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始(事象発生から20分)に左右されない。 解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉

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>に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 <u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低圧代替注水系(常設)の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p>	<p><u>間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(事象発生から少なくとも8時間程度)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p>	<p><u>として、実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(8時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</p>	<p>補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始(事象発生から20分)に左右されない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプ</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>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約18時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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>2.4.1.4 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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p>	<p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作については、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達するまでの時間は、事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器圧力は約0.28MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイの実際の実施基準である0.245MPa [gage] から解析条件で設定した0.279MPa [gage] に到達までの時間が約0.9時間であることを考慮すると、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に到達するまでに9時間程度の準備時間が確保でき、残留熱除去系の起動操作に要する時間は2分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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>2.4.1.4 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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p>	<p>操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については、原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は、事象発生から8時間あり、準備時間が確保できることから、実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また、本操作が解析上の設定より遅れ、格納容器圧力が上昇した場合においても、格納容器代替スプレイの実施基準である384kPa [gage] に至るまでの時間は、同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」において事象発生から約19時間後であり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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> <p>2.4.1.4 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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。</p>	<p>レイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>原子炉補機代替冷却系の操作が遅れた場合、格納容器圧力が上昇することから、島根2号炉は、格納容器圧力基準で実施する格納容器代替スプレイ実施操作に対する余裕時間を記載。</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により</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>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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 <u>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,500m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約7,000m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約 620m³の水が必要となる。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u> <u>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サプレッション・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。</u> (添付資料 2.4.1.4)</p>	<p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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 <u>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・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日間の運転継続実施が可能である。</u></p>	<p>実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用及び設備設計の相違 <p>【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 31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> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，原子炉隔離時冷却系の水源に S / C 水源を使用。</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>水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u> (添付資料2.4.1.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系の大容量送水車(熱交換器ユニット用)については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車(熱交換器ユニット用)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。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643kL)。</u></p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、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</p>	<p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p> <p>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。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約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。</u> (添付資料2.4.1.5)</p>	<p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p><u>原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約53m³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の軽油を保有しており、この使用が可能であることから原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p>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8m³の軽油が必要となる。<u>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2.4.1.3)</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【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、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> <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は専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</p>

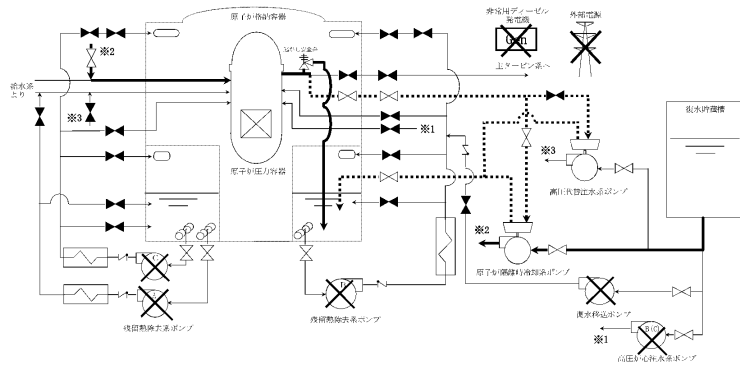
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>6号炉で約1,649kW</u>、<u>7号炉で約1,615kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>1台あたり2,950kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <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 style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.5)</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約3,186kW</u>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5台)は連続定格容量が<u>約5,520kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.6)</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約2,948kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</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 style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.4)</p>	<p>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> <ul style="list-style-type: none"> ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7、東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。 ・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。

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>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注</u></p>	<p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段並びに緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）による<u>格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗</u>」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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び</p>	<p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」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、原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉</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、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため、サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p>

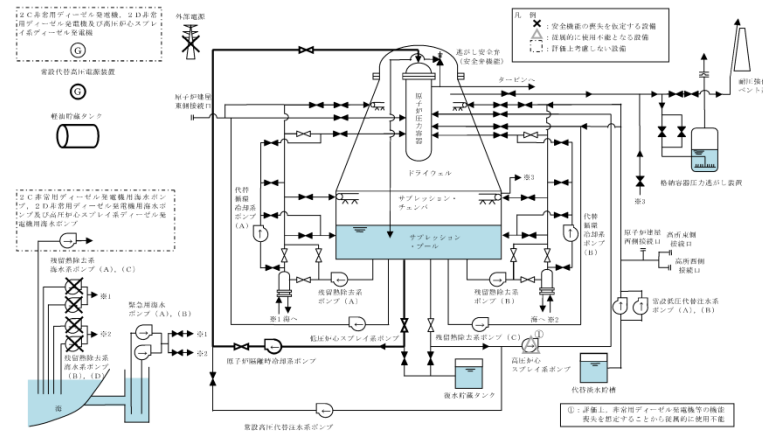
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>水モード</u>）及び逃がし安全弁による原子炉注水，<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。</u></p> <p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，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>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，原子炉隔離時冷却系，<u>低下代替注水系（常設），代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低下注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替原子炉補機冷却系を介</u></p>	<p><u>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（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。</u></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，<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は，<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，原子炉隔離時冷却系，<u>低下代替注水系（常設），緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低下注水系）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，緊急用海水系を用いた</u></p>	<p>注水，<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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。</u></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，<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は，<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，燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから，原子炉隔離時冷却系，<u>残留熱除去系（低下注水モード）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・</u></p>	<p>島根2号炉は，残留熱除去系（低下注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は，残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は，格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため，サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</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，残留熱</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>した残留熱除去系(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「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)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「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>プール水冷却モード)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「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため、サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p>

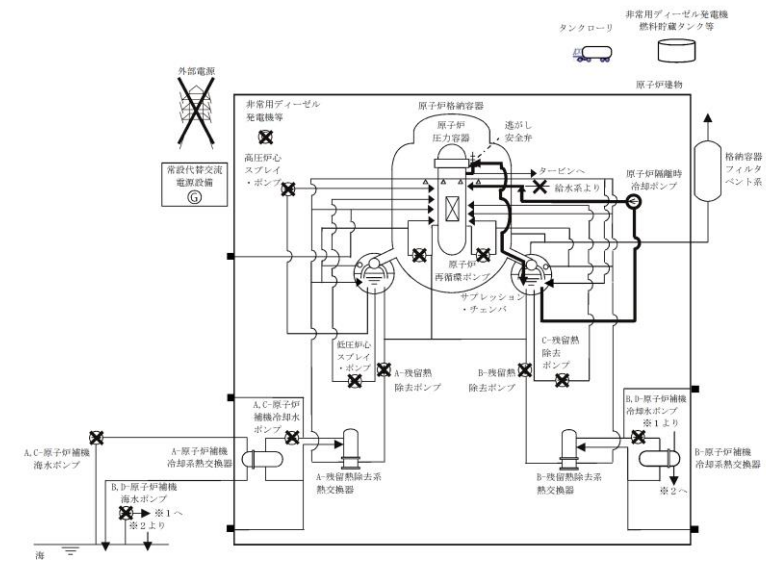
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



第 2.4.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)

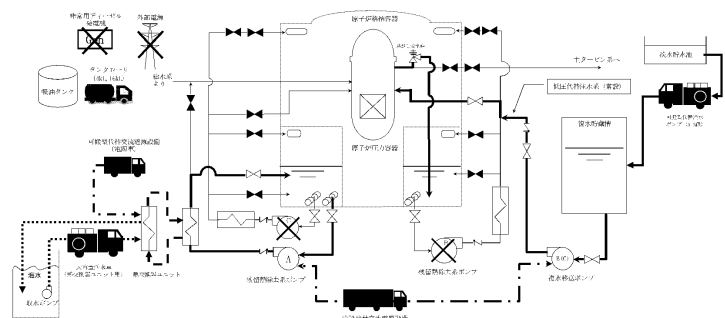


第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)
時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

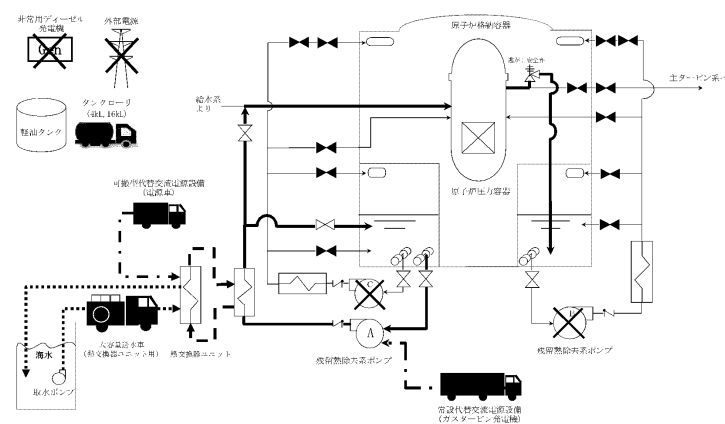


第 2.4.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失
した場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)

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>※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。</p>			<ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 <p>島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p>
<p>第 2.4.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」 の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)</p>	<p>第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階)</p>		

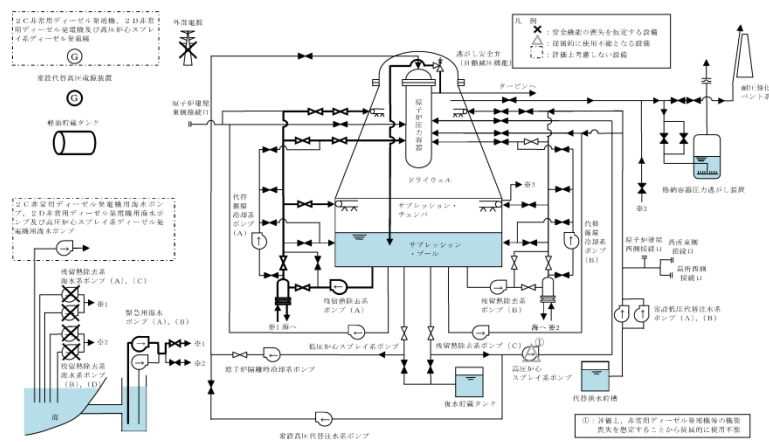


第 2.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

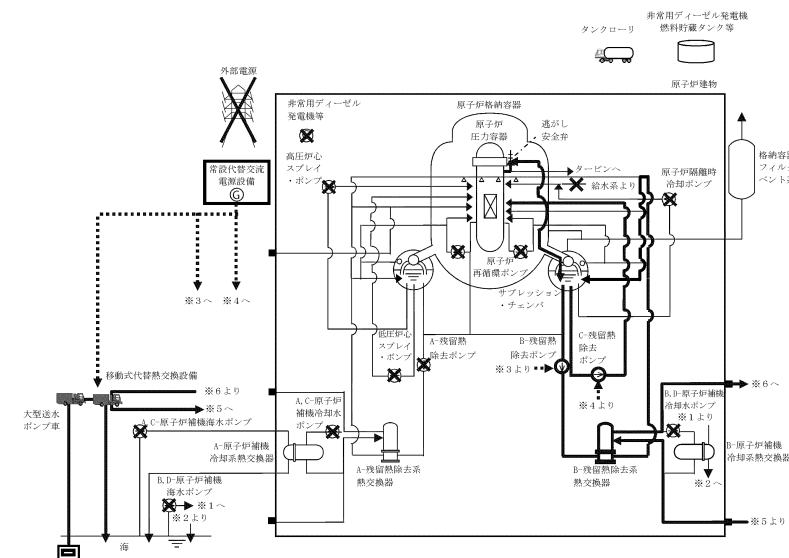


※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。

第 2.4.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

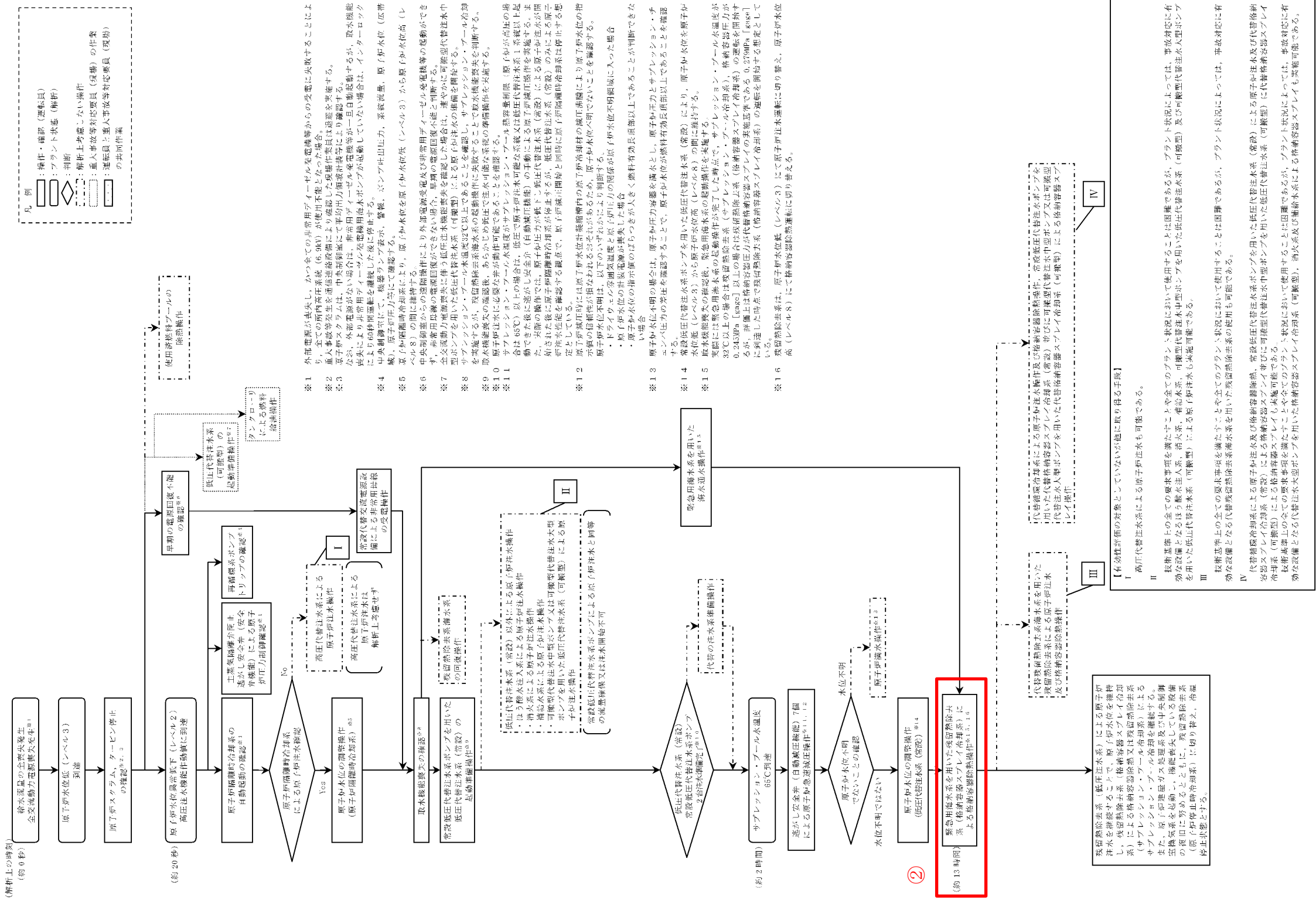


第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



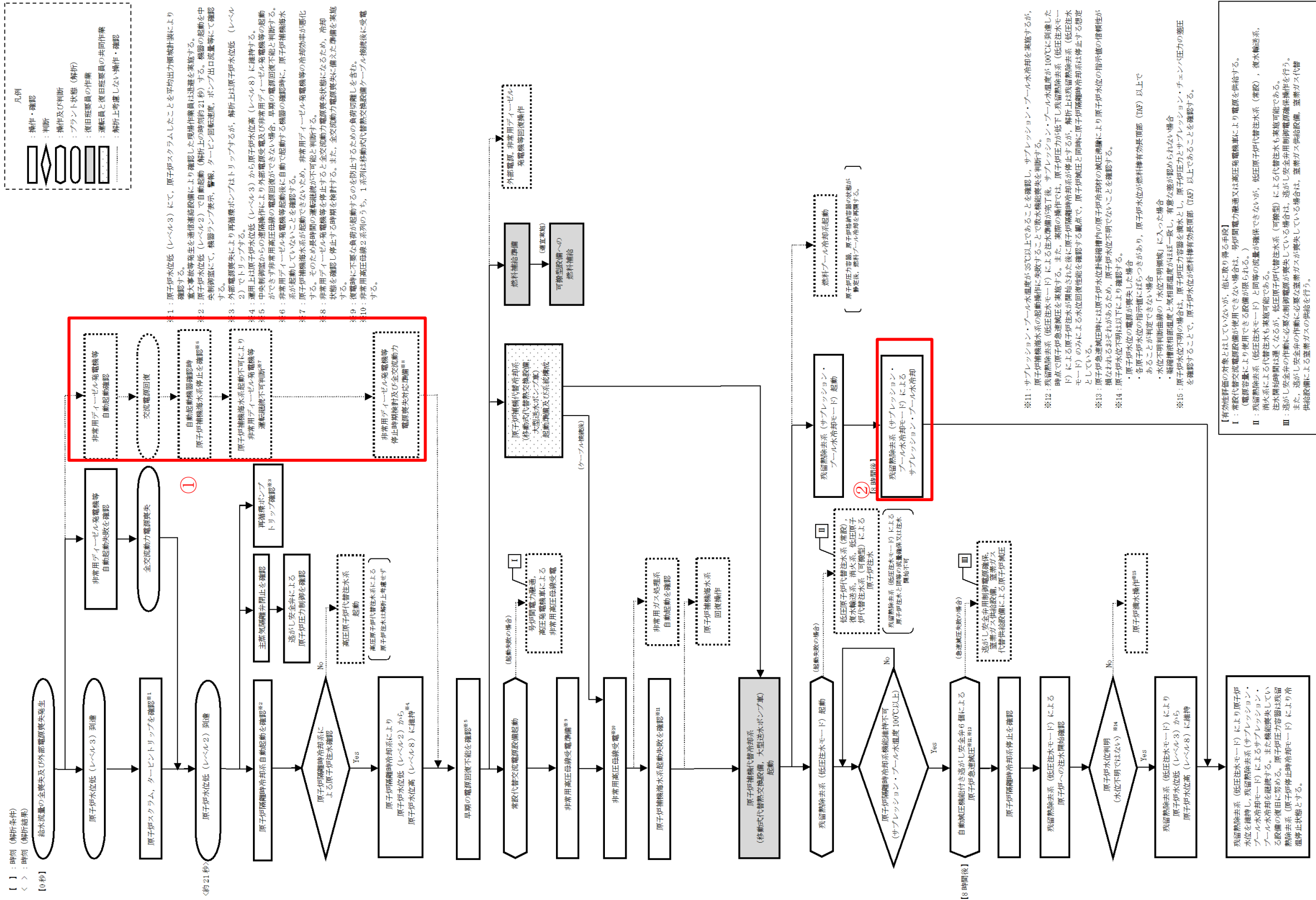
第 2.4.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

- ・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
- ・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。



第 2.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要

備考
 差異理由は、島根 2 号炉「第 2.4.1.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の対応手順の概要の備考欄参照。



第 2.4.1.1-2 図 崩壊熱除去機能が喪失した場合の対応手順の概要

・設備設計の相違

【東海第二】

①島根 2号炉は、崩壊熱除去機能と非常用ディーゼル発電機等の取水設備は同一のため、取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。東海第二では、崩壊熱除去機能の取水設備と非常用ディーゼル発電機等の取水設備を独立して設置していることから、崩壊熱除去機能喪失により非常用ディーゼル発電機等は機能喪失しない。

・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

②島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。

【東海第二】

②島根 2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。

【有効評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】

Ⅰ：高圧原子炉代替注水系統が使用できない場合は、高圧原子炉代替注水系統により電源を供給する。
 (電源容量により使用できる設備に限られる。)

Ⅱ：残留熱除去系(低圧注水モード)と同等の流量の確保できないが、低圧原子炉代替注水系統(高圧)、復水輸送系、消水系による代替注水も実施可能である。
 注水開始時間は速くなるが、低圧原子炉代替注水系統(可搬型)による代替注水も実施可能である。
 Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な駆動力が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
 また、逃がし安全弁の作動に必要な駆動力が喪失している場合は、蒸着ガス供給設備、蒸着ガス代替供給設備による蒸着ガスの供給を行う。

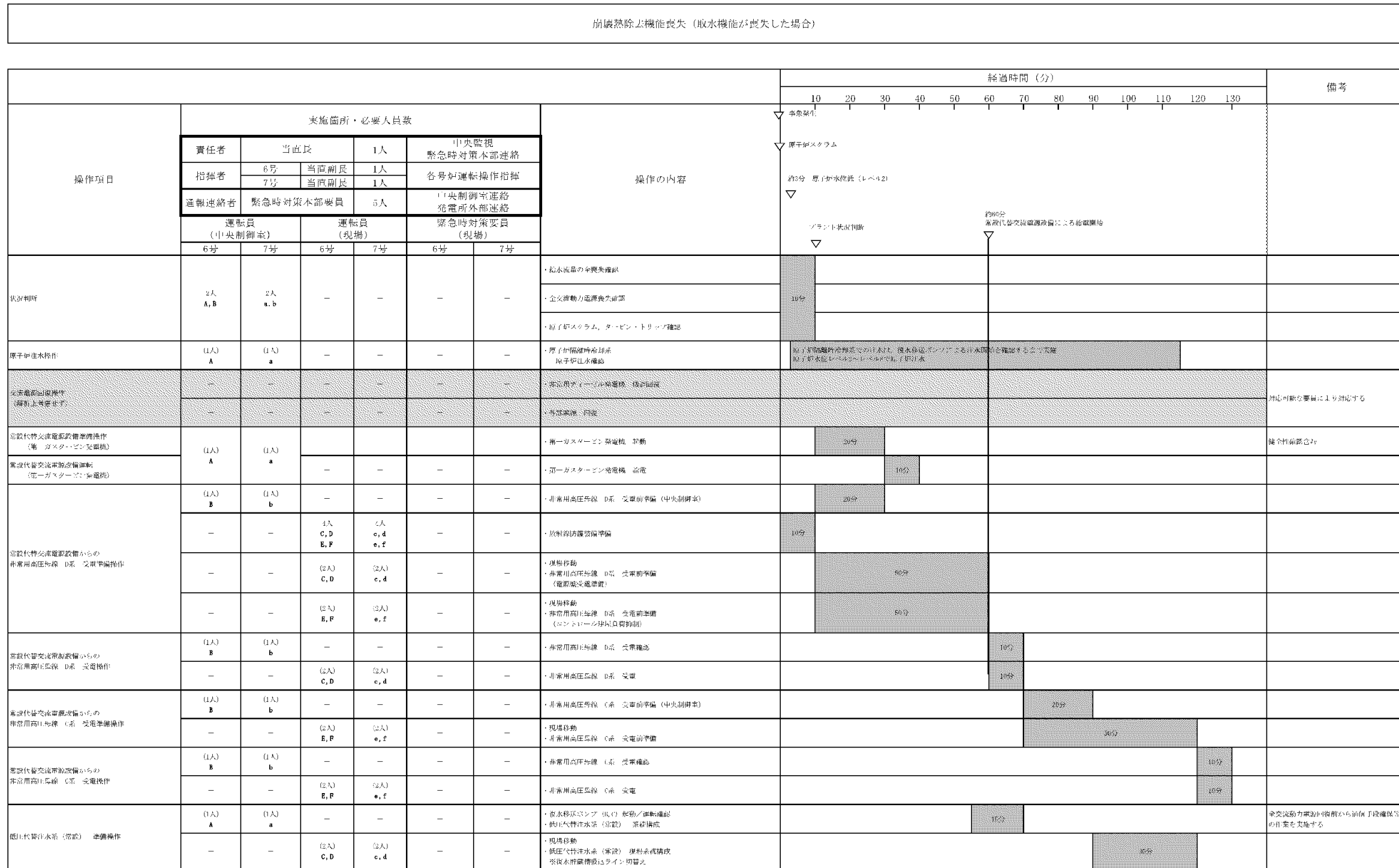
※11: サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し、サブプレッション・プール水冷却を実施するが、原子炉補給機水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
 ※12: 残留熱除去系(低圧注水モード)による注水準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急停止を要する。また、蒸着の発生は、原子炉圧力が低下し残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉急停止が開始された後に原子炉急停止が停止するが、解析上は残留熱除去系(低圧注水モード)のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉急停止と同時に原子炉急停止を停止する想定としている。
 ※13: 原子炉急停止時には原子炉急停止後継行の原子炉急停止の減圧機構により原子炉水位の信頼性が確保される。
 ※14: 原子炉水位不明は以下により確認する。
 ・原子炉水位の信頼性が喪失した場合は、原子炉水位が燃料棒有効長頂部(高圧)以上であることが判定できない場合
 ・水位不明判断機構の「水位不明領域」に入った場合
 ・燃料棒有効長頂部と高圧部温度がほぼ一致し、有蓋な蓋が認められない場合
 ・燃料棒有効長頂部温度と高圧部温度がほぼ一致し、原子炉圧力とサブプレッション・プール水圧力の差を確認すること、原子炉水位が燃料棒有効長頂部(高圧)以上であることを確認する。

※1: 原子炉水位低(レベル3)にて、原子炉スクラムしたことを平均出力監視計表により確認する。
 ※2: 原子炉水位低(レベル2)で自動起動(解析上の時刻約21秒)する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※3: 外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低(レベル2)でトリップする。
 ※4: 運用上は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)に維持する。
 ※5: 中央制御室からの遠隔操作により外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧注水母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
 ※6: 非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の起動時に、原子炉補給機水系統が起動していないことを確認する。
 ※7: 原子炉補給機水系統が起動できないため、非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転確認が不可能と判断する。
 ※8: 非常用ディーゼル発電機等を停止すると至交流動力電源喪失状態になるため、冷却状態を確認し停止する時間を検討する。また、至交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
 ※9: 復電時に不要な負荷を起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
 ※10: 非常用高圧注水2系統のうち、1系統は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

凡例

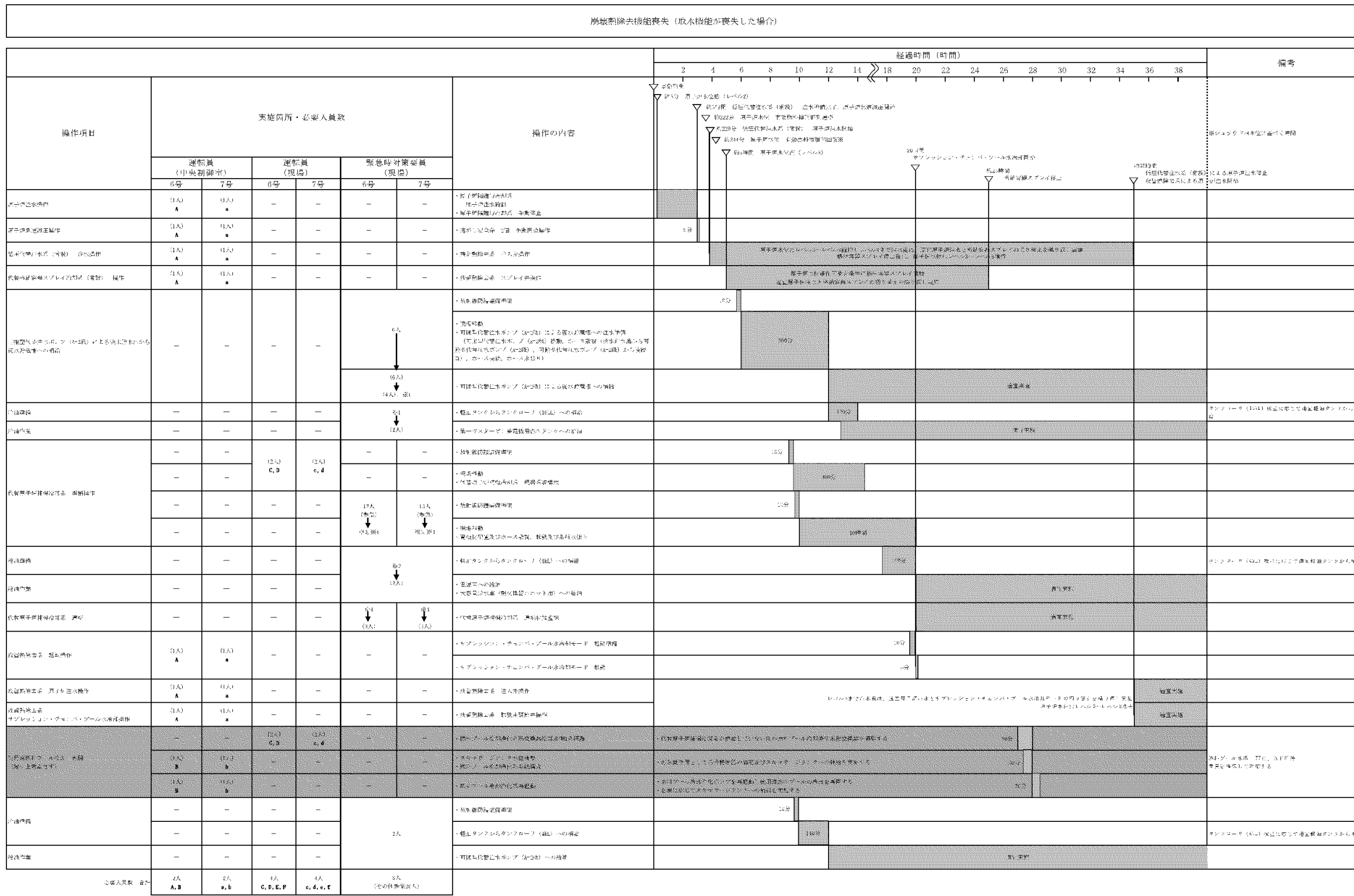
□: 操作・確認
 ◇: 判断
 ○: 操作及び判断
 ○: プラント状態(解析)
 ○: 復旧班班員の作業
 ○: 運転員と復旧班班員の共同作業
 ○: 解析上考慮しない操作・確認

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（1/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（2/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

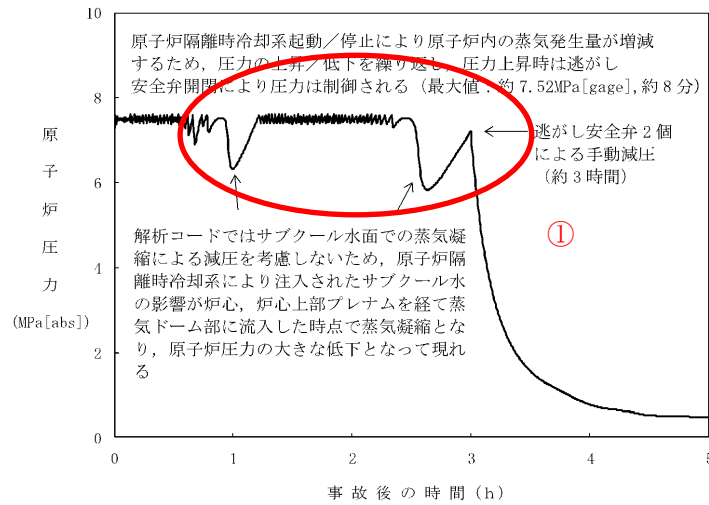
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）				経過時間（分）		備考
機中項目	実施場所・必要員数 【1】は機中業務 移動してきた要員			機中の内容		
	責任者	当直班電長	1人	中央監視 運転操作指揮		
	補佐	当直副班電長	1人	運転操作指揮補佐		
	指揮者等	当直班要員 (指揮者等)	4人	初期対応指揮 発電所内外連絡		
	当直班班員 (中央制御室)	当直班班員 (現場)	東大事故等対応要員 (現場)			
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●給水装置全喪失の確認 ●全交流動力電源喪失確認 ●原子炉スクラムの確認 ●クローブ停止の確認 ●主要気筒閉止及びPSVがし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分	全交流動力電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施される
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時合弁閉鎖）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力の調整操作	原子炉水位と原子炉水位差（レベル2）が、原子炉水位高（レベル3）の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイズシステム発電機の手動起動操作（失敗）	1分	外部電源がない場合に実施される
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分	外部電源がない場合に実施される
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施	燃料上考慮しない 外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	1分	外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分	外部電源がない場合に実施される
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分	外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分	外部電源がない場合に実施される
	-	-	-	●非常用母線の受電操作	5分	外部電源がない場合に実施される
取水機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残存熱除去系取水系の手動起動操作（失敗）	4分	
残存熱除去系取水系の回復操作	-	【2人】 C, D	-	●残存熱除去系取水系の回復操作、失敗原因調査		燃料上考慮しない
常設代替代替注水系統ポンプを用いた常設代替注水系統（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設代替注水系統ポンプを用いた常設代替注水系統（常設）による原子炉注水の系統確保操作及び起動操作	3分	
可搬型代替注水中継ポンプを用いた常設代替注水系統（可搬型）の起動準備操作	-	-	3人 a, b, c	●可搬型代替注水中継ポンプの移動、ボース機等の操作	170分	燃料上考慮しない

第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）

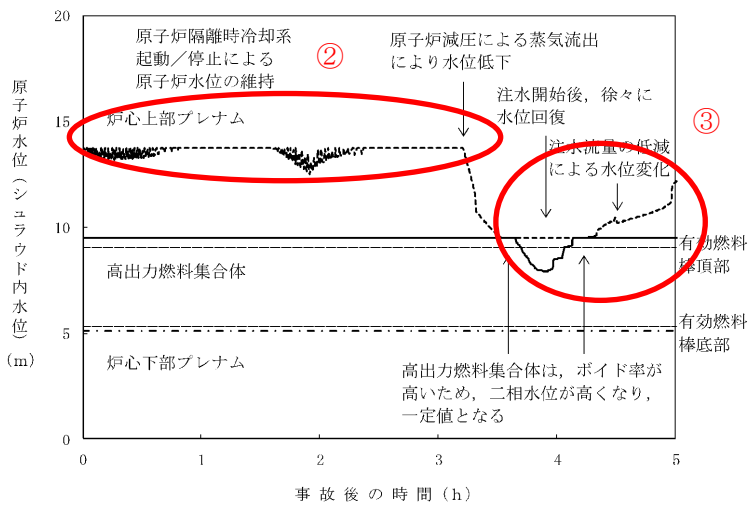
差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）												
機作項目	実施箇所・必要員数 【】は他作業後 移動してきた要員			機作の内容	経過時間（時間）											備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	約2時間 サプレッション・プール水温度65℃											
常設低圧代替注水 ポンプを用いた 低圧代替注水系 （常設）の起動操 作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分											取水機能喪失の確認後に実施する
過剰安全弁（自動 減圧機）による 原子炉圧力調整 操作	【1人】 B	-	-	●過剰安全弁（自動減圧機）の動作の監視操作	1分											
原子炉水位の調整 操作（低圧代替注 水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位低（レベル3）の間に実施する											
緊急用海水系を用 いた残留熱除去系 （低圧注水系）に よる原子炉注水操 作並びに残留熱除 去系（格納容器ス プライン冷却系）に よる格納容器除熱 操作又は残留熱除 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】 A	-	-	●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプライン冷却系）による格納容器除熱操作又は残留熱除去系（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・プールの冷却の交互運転操作	20分	2分	原子炉水位高（レベル8）にて格納容器スプライン又はサブプレッション・プール冷却運転への切替操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）にて原子炉注水への切替操作を実施する									
格納容器熱目プールの 除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ポンプ）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施											解除し準備したい スロウダウンによる水位 低下がある場合は代替燃料 プール冷却系の起動まで に実施する 解除し準備したい 有状態確認後に実施する
可搬型代替注水中 間ポンプを用いた 低圧代替注水系 （可搬型）の起動 準備操作	-	-	5人 （～）	●可搬型代替注水中間ポンプの移動、ホース配管等の操作	170分											解除し準備しない
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 （～）													

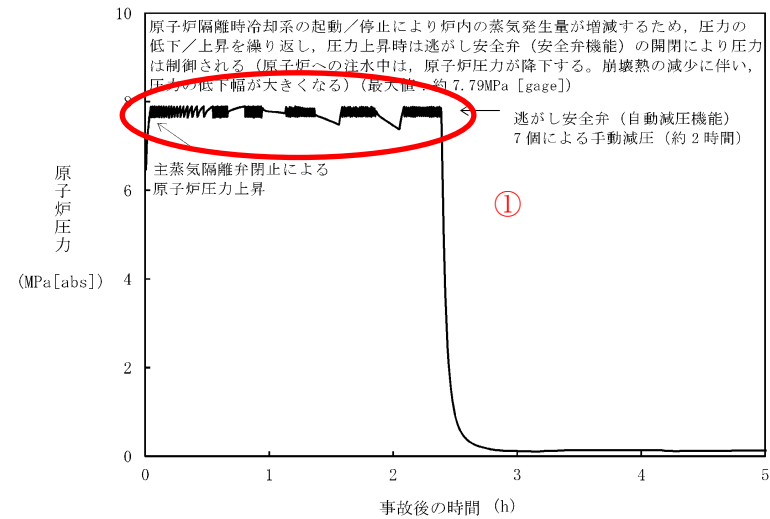
第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2/2）



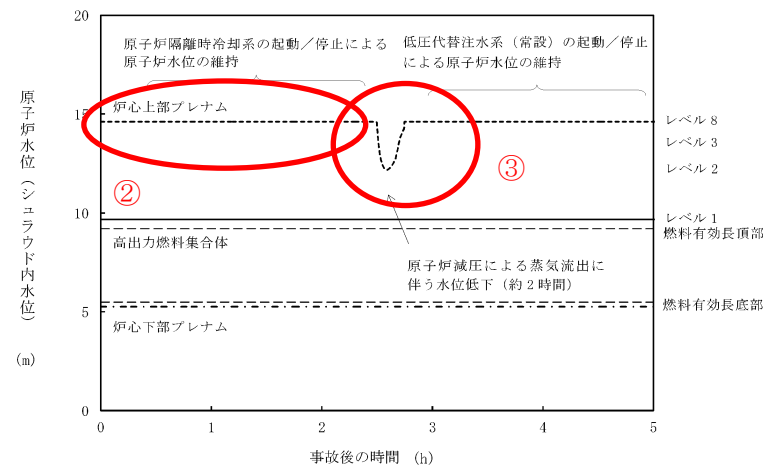
第 2.4.1.7 図 原子炉圧力の推移



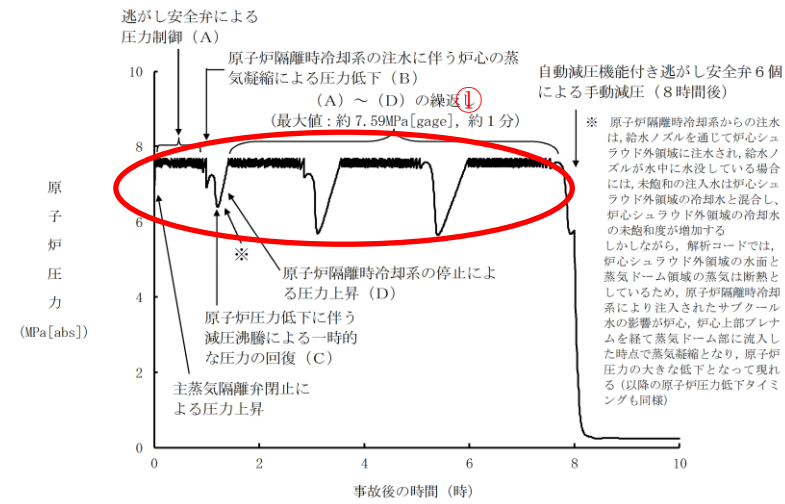
第 2.4.1.8 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



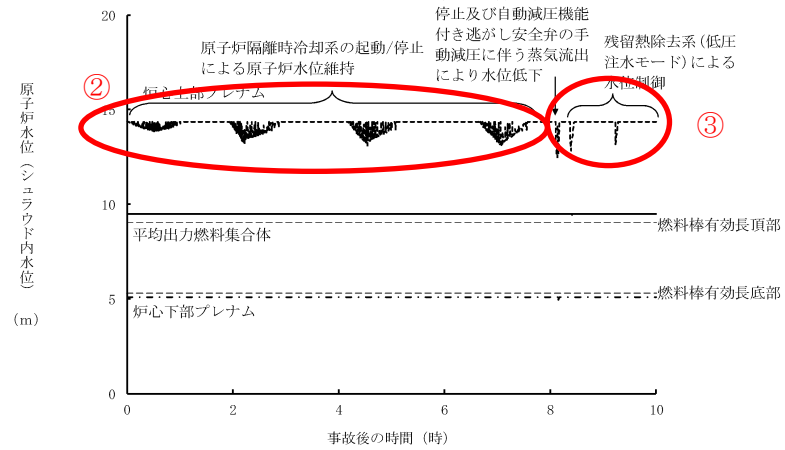
第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.4.1-5 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



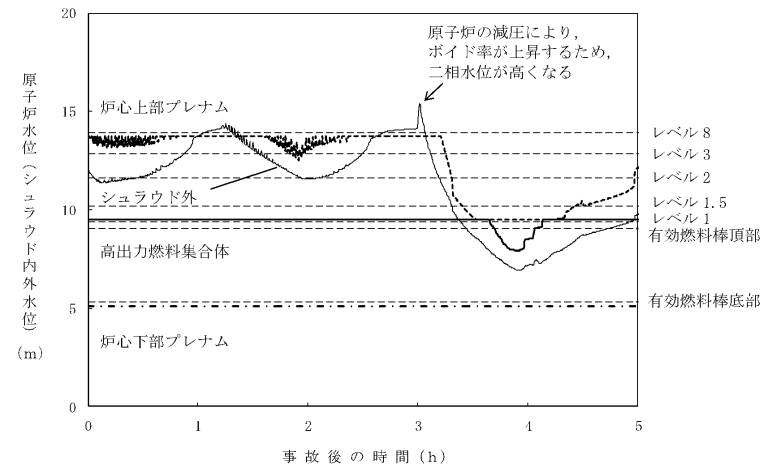
第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



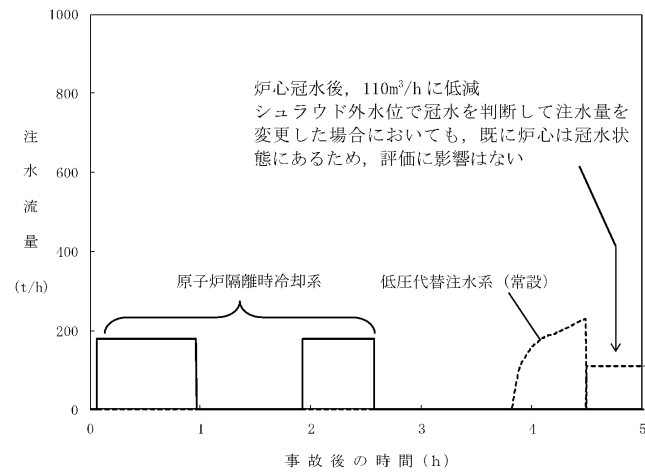
第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移

備考

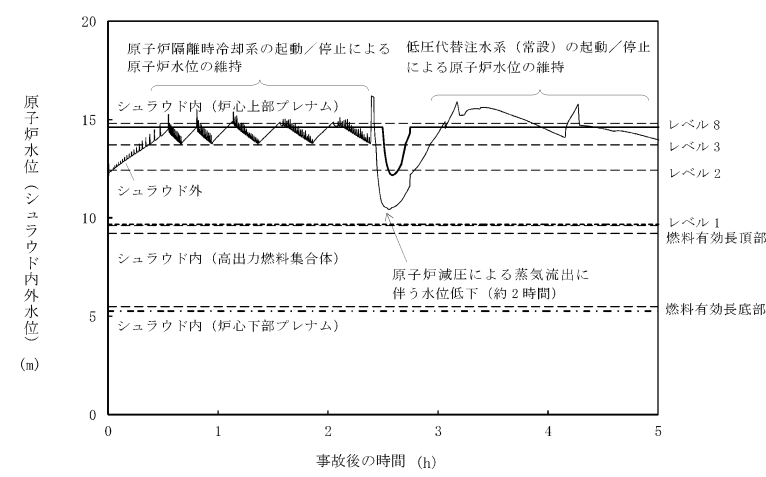
- ・解析結果の相違
- 【東海第二】
- ①柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系を給水ラインに接続するが、東海第二では原子炉隔離時冷却系をヘッドスプレーに接続することによる挙動の相違。
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- ③原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の相違及び減圧弁数の違いによる原子炉水位低下及び回復速度の相違。



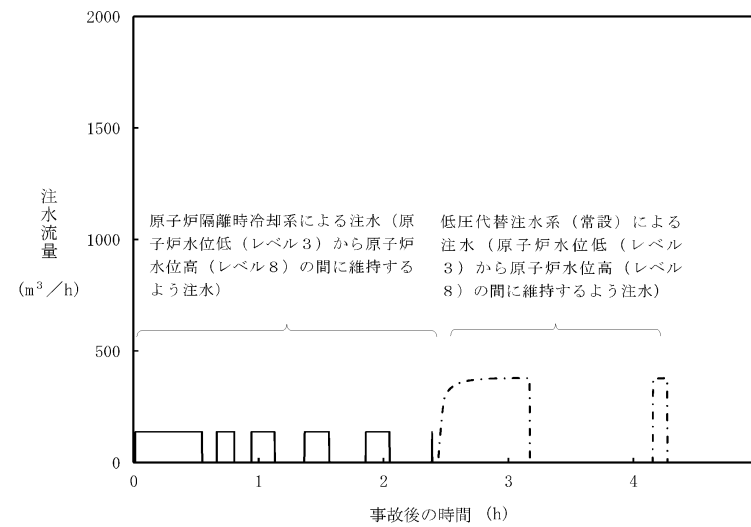
第 2.4.1.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



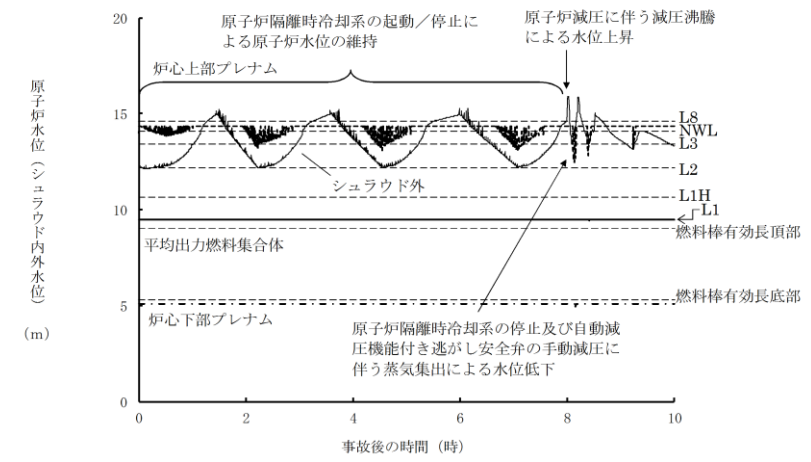
第 2.4.1.10 図 注水流量の推移



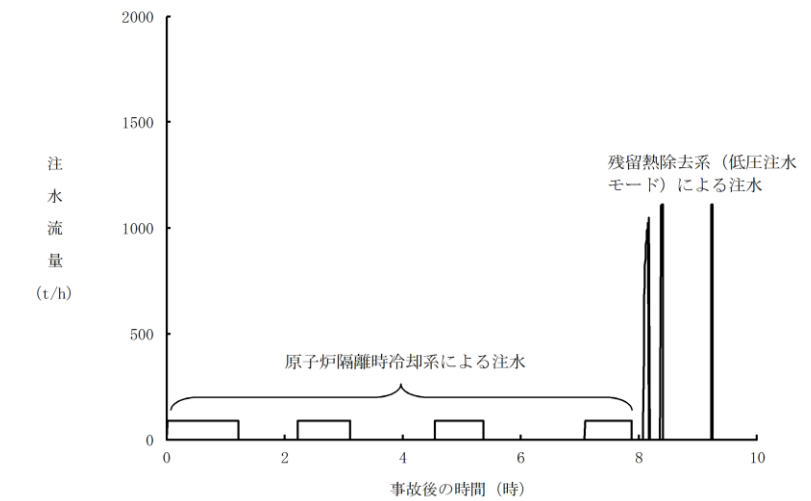
第 2.4.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.1-7 図 注水流量の推移

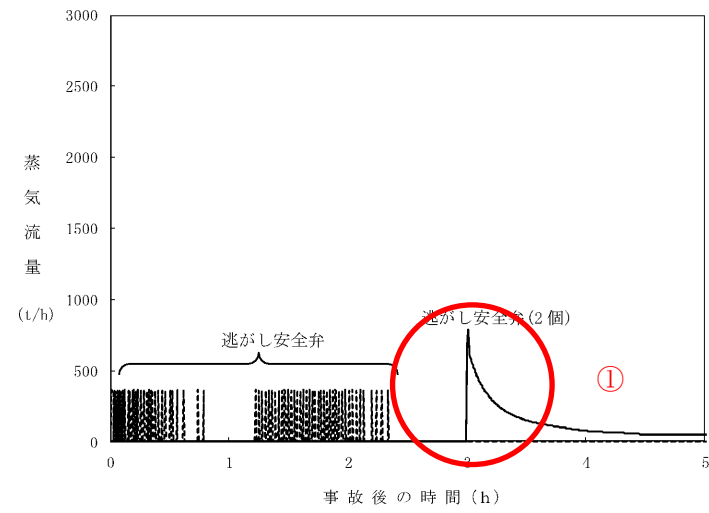


第 2.4.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

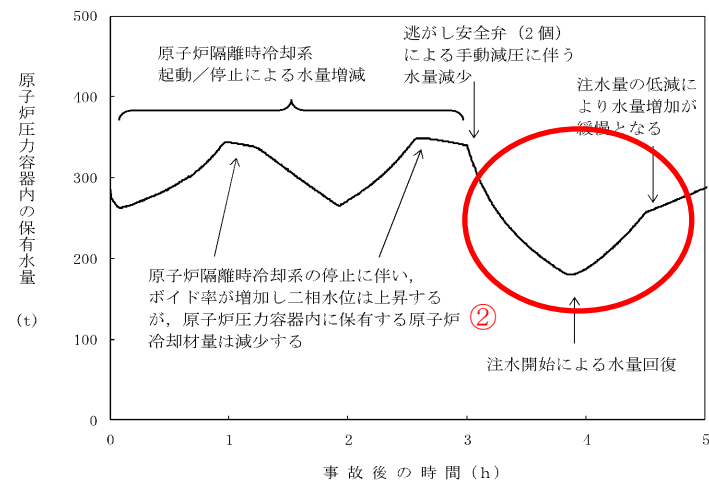


第 2.4.1.2-1(4) 図 注水流量の推移

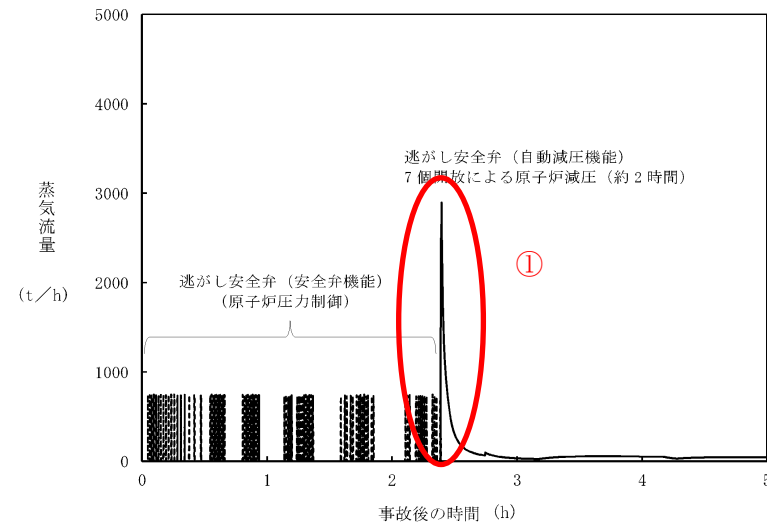
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



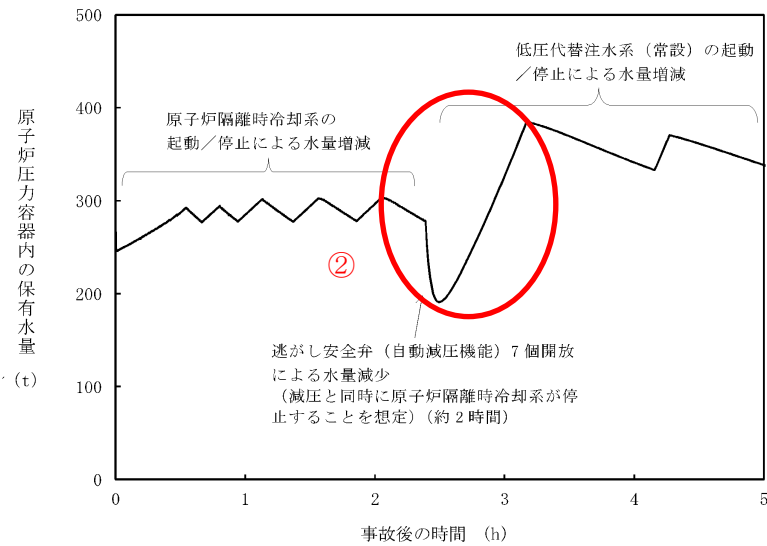
第2.4.1.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



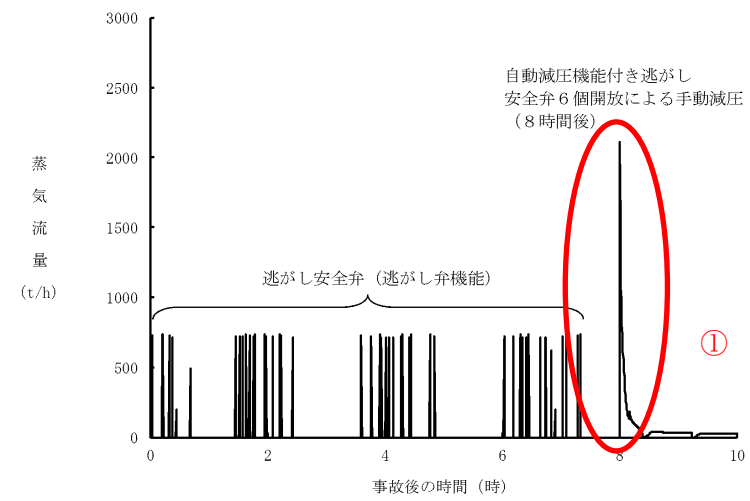
第2.4.1.12図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



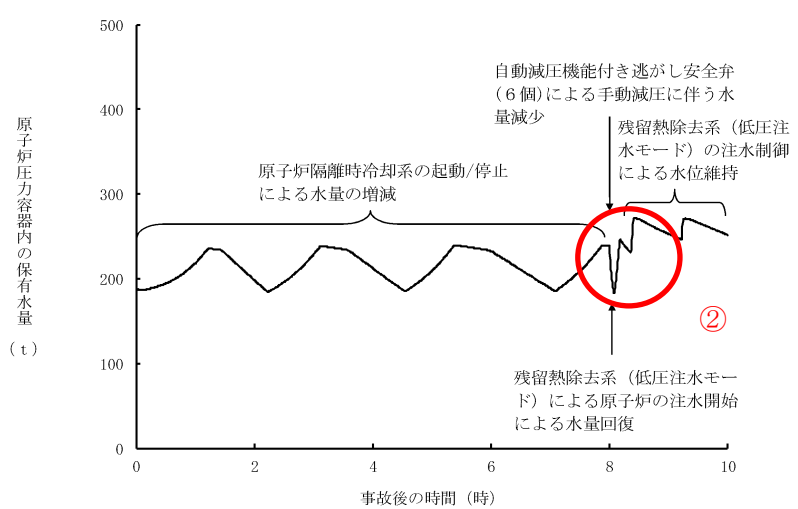
第2.4.1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



第2.4.1-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



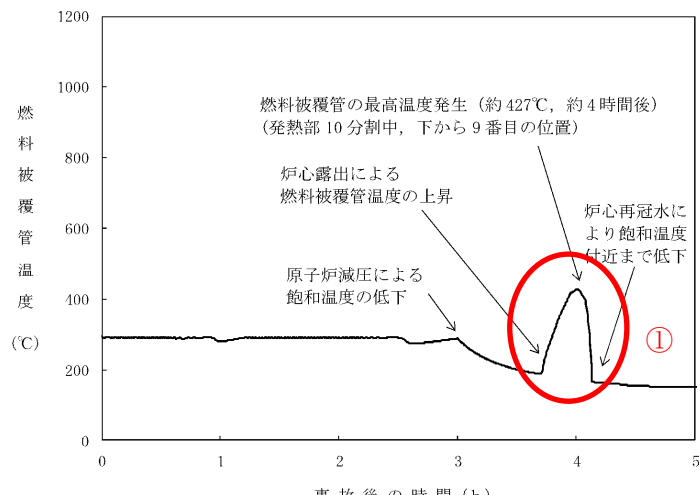
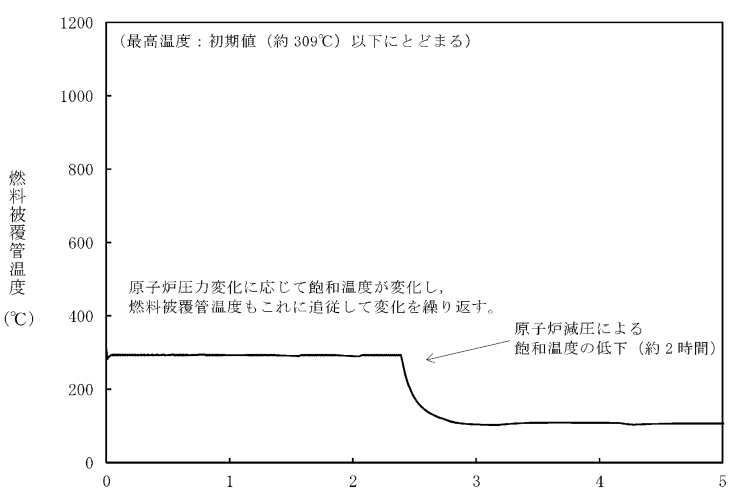
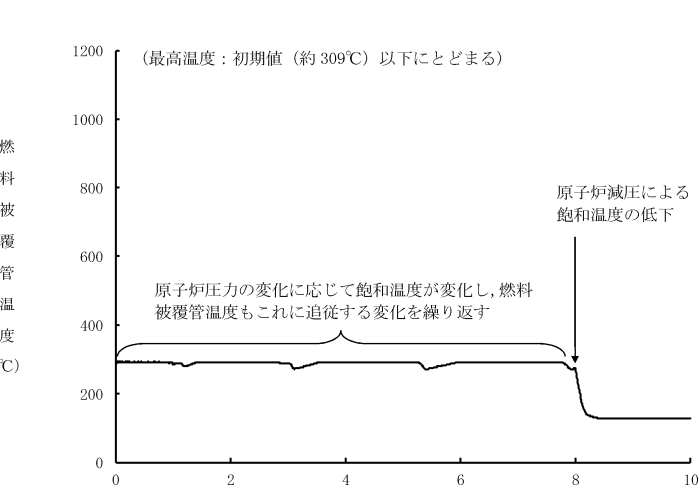
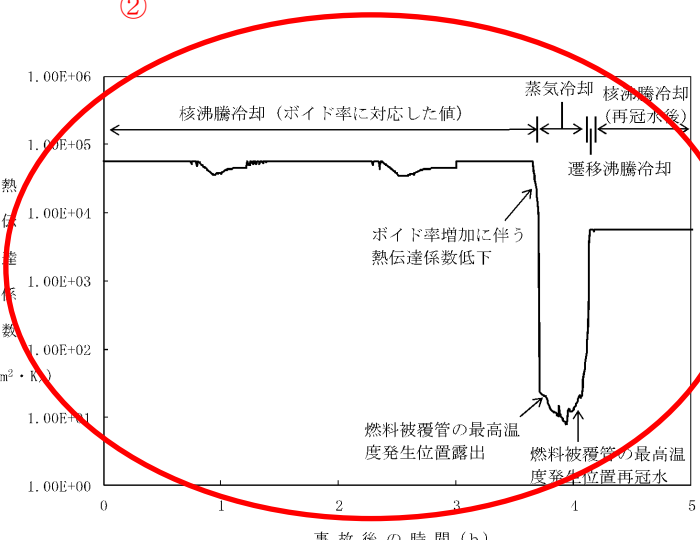
第2.4.1.2-1(5)図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

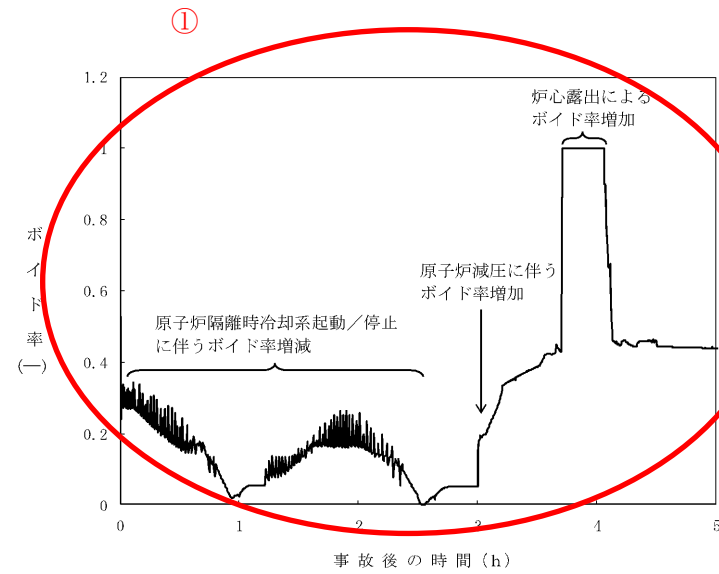


第2.4.1.2-1(6)図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

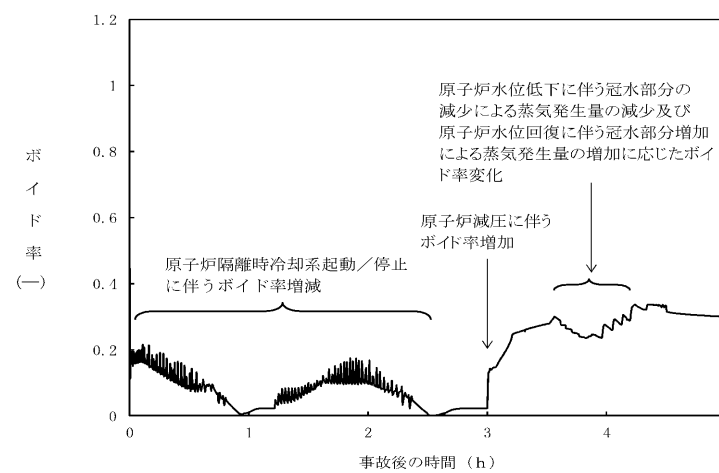
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量の相違。

【柏崎6/7, 東海第二】
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の違いによる保有水量の減少量の相違。

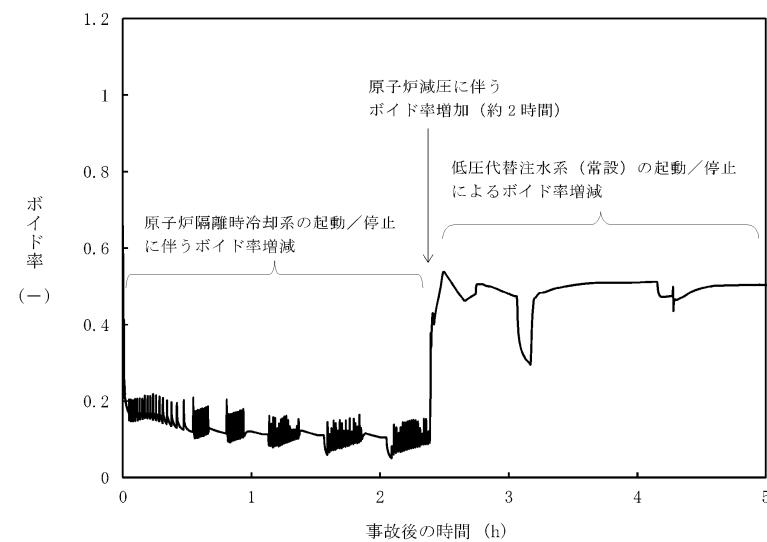
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>①</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (時)</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>①原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる減圧沸騰時の二相水位上昇速度の相違に起因し、柏崎 6/7 では炉心部が露出するため燃料被覆管温度が上昇する。</p>
<p>第 2. 4. 1. 13 図 燃料被覆温度の推移</p>	<p>第 2. 4. 1-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 2. 4. 1. 2-1 (7) 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
 <p>熱伝達係数 (W/(m²·K))</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>②</p>			<p>【柏崎 6/7】</p> <p>②島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。</p>
<p>第 2. 4. 1. 14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>			



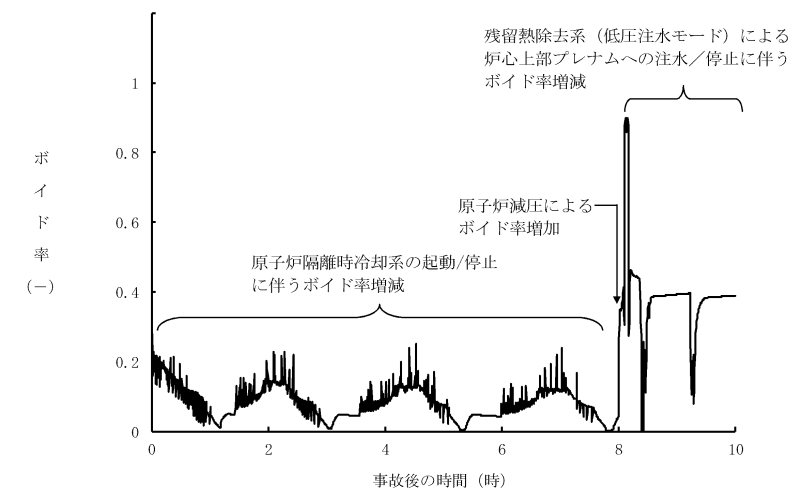
第 2.4.1.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.1.16 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

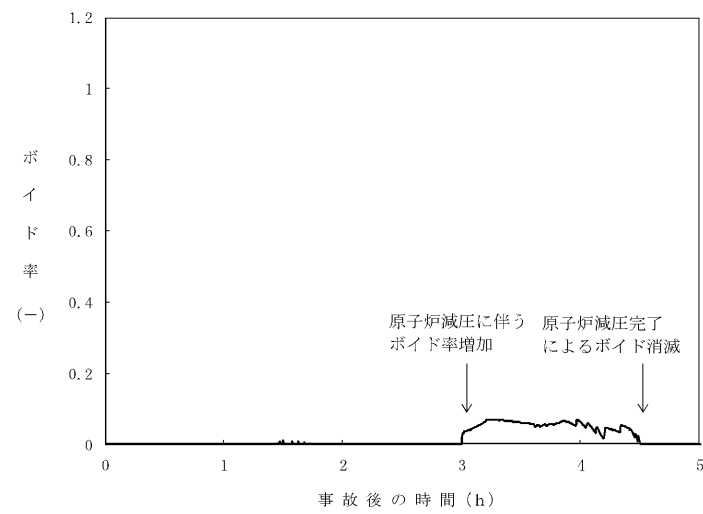


第 2.4.1-11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

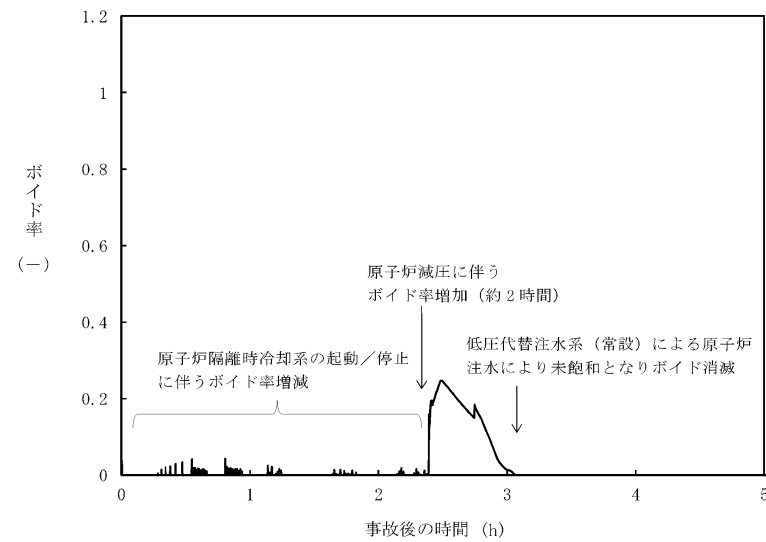


第 2.4.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

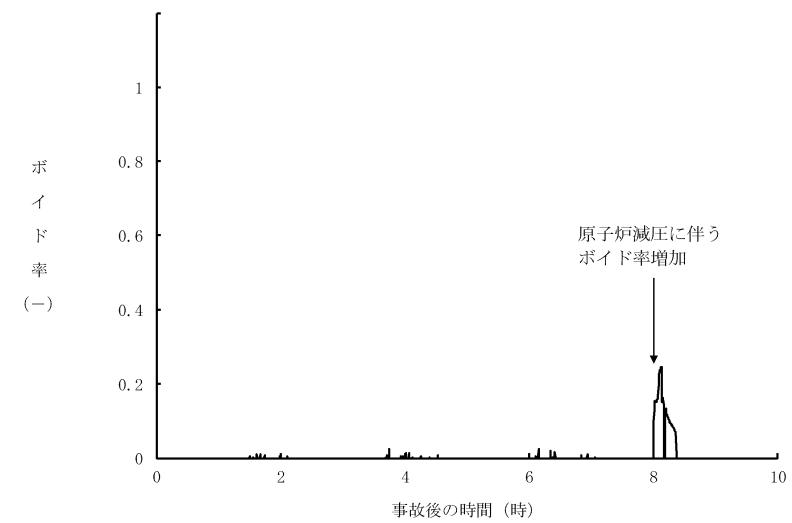
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



第 2.4.1.17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.4.1-12 図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移

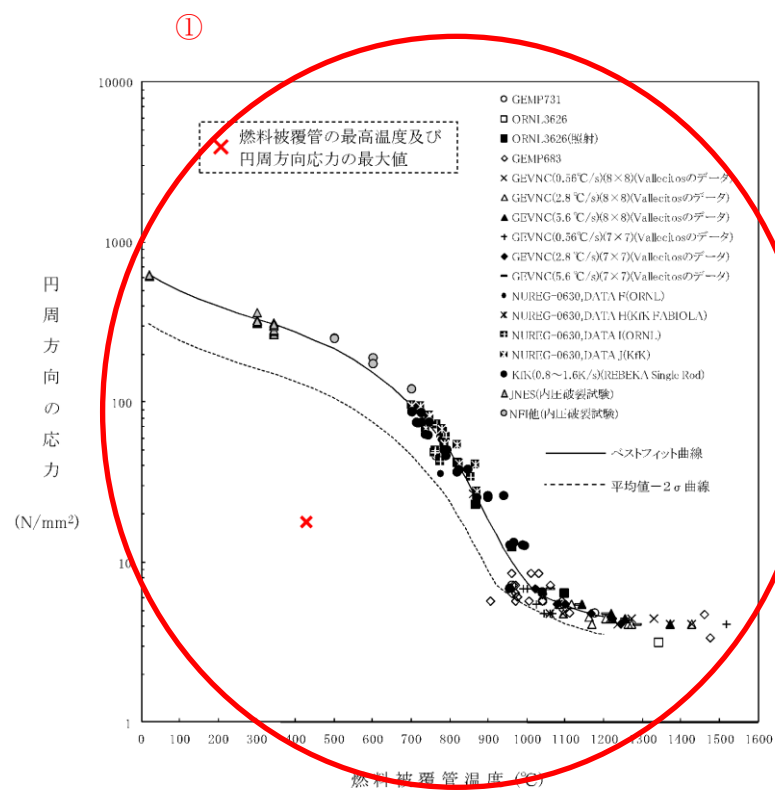


第 2.4.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナムのボイド率の推移

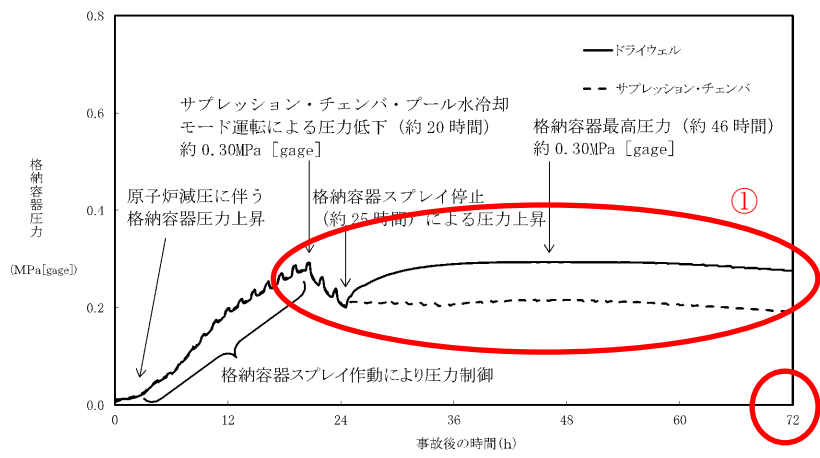
・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

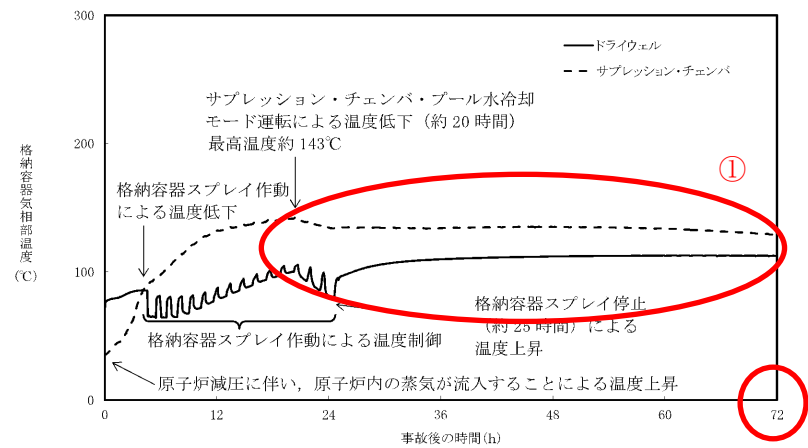
①島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



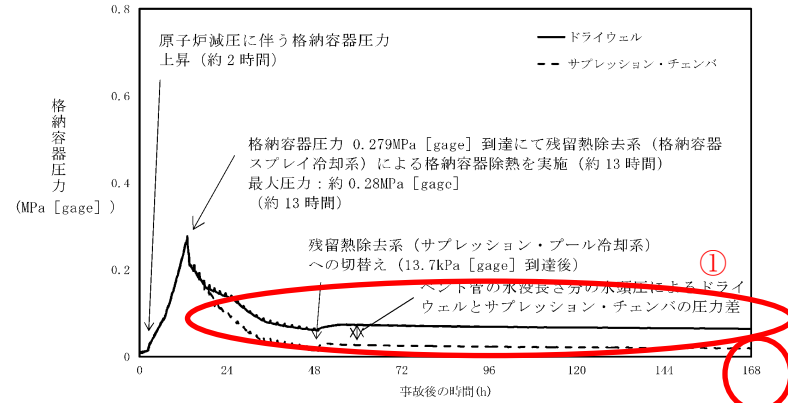
第 2.4.1.18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



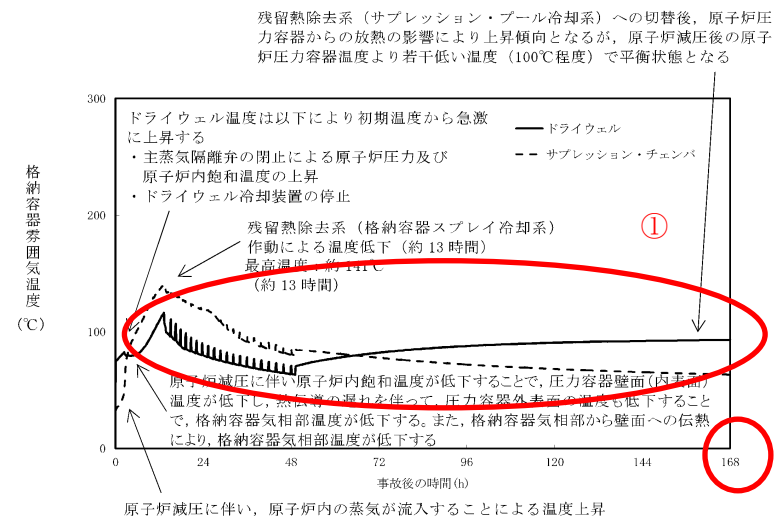
第 2. 4. 1. 19 図 格納容器圧力の推移



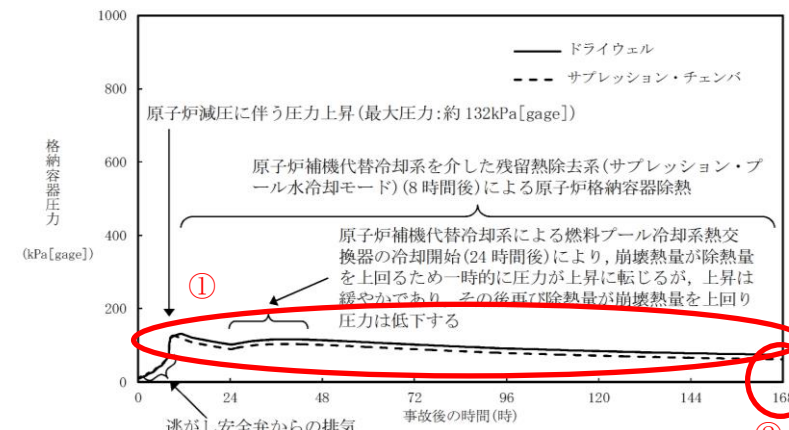
第 2. 4. 1. 20 図 格納容器気相部温度の推移



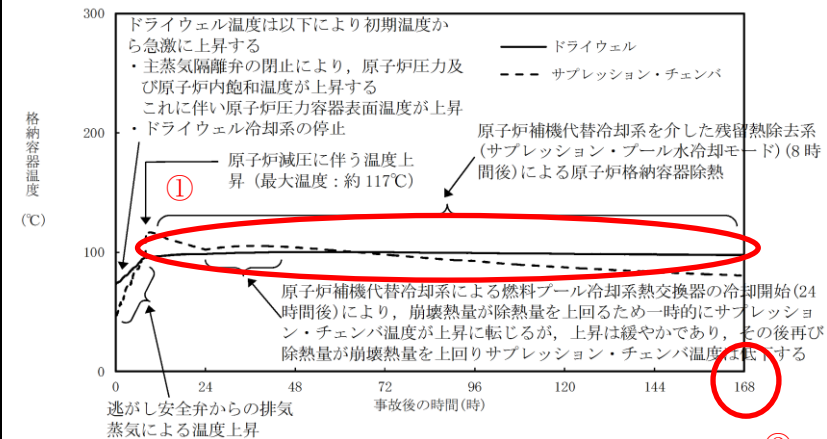
第 2. 4. 1-13 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2. 4. 1. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①伝熱容量の違いに伴う格納容器圧力及び温度の挙動の相違。
【柏崎 6/7, 東海第二】
②解析時間の相違。

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>サプレッション・チェンバ・プール水位 (m)</p> <p>ベントライン (約17m) 真空破壊装置 (約14m)</p> <p>① 格納容器スプレイ作動 原子炉圧力容器からの蒸気の流入及び 格納容器スプレイによる水位上昇</p> <p>② 原子炉格納容器上部にサプレッション・チェンバのプール水が流出するため水位上昇が抑制 ③ 原子炉減圧に伴い原子炉内の蒸気が流入するため水位が上昇</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>サプレッション・プール水位 (m)</p> <p>ベントライン (約15m) 通常水位+6.5m (約13.5m) 通常水位+5.5m (約12.5m)</p> <p>① 低圧代替注水系 (常設) 停止</p> <p>② 外部水源である低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水により逃がし安全弁を介し原子炉内の蒸気が流入するため水位が上昇</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>サプレッション・プール水位 (m)</p> <p>ベントライン (約9.1m) 真空破壊装置 (約5.3m)</p> <p>① 原子炉隔離時冷却系作動に伴う排気蒸気の流入による変化</p> <p>② 原子炉減圧に伴い原子炉内の蒸気が流入するため水位が上昇</p> <p>事故後の時間(時)</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>①島根 2号炉は、内部水源を用いた原子炉注水及び格納容器除熱を実施することによる水位挙動の相違。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>②解析時間の相違。</p>
<p>第 2.4.1.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.4.1-15 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	<p>第 2.4.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>サプレッション・チェンバ・プール水温 (°C)</p> <p>① 原子炉減圧に伴い原子炉内の蒸気が流入するため水温が上昇</p> <p>② 原子炉減圧状態の維持により原子炉内の蒸気が流出し水温が徐々に上昇</p> <p>③ サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転による水温低下</p> <p>原子炉隔離時冷却系作動による排気蒸気の流入による水温上昇</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>サプレッション・プール水温度 (°C)</p> <p>① 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 作動による温度低下 (約13時間) 最高温度: 約134°C (約13時間)</p> <p>② 逃がし安全弁を介し原子炉内の蒸気が流入することで水温が上昇 (約2時間)</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>サプレッション・プール水温度 (°C)</p> <p>① 原子炉減圧による温度上昇</p> <p>② 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却モード) (8時間後) による原子炉格納容器除熱</p> <p>③ 原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却開始 (24時間後) により、崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に水温が上昇に転じるが、上昇は緩やかであり、その後再び除熱量が崩壊熱量を上回り水温は低下する</p> <p>逃がし安全弁からの排気蒸気による温度上昇</p> <p>事故後の時間(時)</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>③伝熱容量の違いに伴うサプレッション・プール水温度の相違。</p>
<p>第 2.4.1.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.4.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>第 2.4.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

第2.4.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電池直流通電源設備	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）（信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。レベル2） 原子炉水位低（レベル3）（信号により原子炉注水を再開する。レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 所内蓄電池直流通電源設備	-	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉注水水位 (SA) 原子炉注水流量 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水温度 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル8）の間で維持する。	高圧代替注水系 原子炉隔離時冷却系 原子炉注水ポンプ	-	原子炉注水水位 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水流量 (SA) 原子炉注水温度 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給時、高圧代替注水ポンプを起動し、逃がし安全弁を1個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 高圧代替注水ポンプ	-	原子炉注水水位 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水流量 (SA) 原子炉注水温度 (SA)
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉水位低（レベル8）の間で維持する。	常設代替注水系（常設）の系 原子炉注水ポンプ	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリー (4KL, 16KL)	原子炉注水水位 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水流量 (SA) 原子炉注水温度 (SA)
代替格納容器スプレッド処理系（常設）による原子炉隔離時冷却	原子炉水位低（レベル8）の間で維持する。	常設代替注水系（常設）の系 原子炉注水ポンプ	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリー (4KL, 16KL)	原子炉注水水位 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水流量 (SA) 原子炉注水温度 (SA)
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給時、代替注水ポンプを起動し、逃がし安全弁を1個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 代替注水ポンプ	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリー (4KL, 16KL)	原子炉注水水位 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水流量 (SA) 原子炉注水温度 (SA)
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉水位低（レベル8）の間で維持する。	常設代替注水系（低圧注水モード） サブプレッション・チェンバ	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリー (4KL, 16KL)	原子炉注水水位 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水流量 (SA) 原子炉注水温度 (SA)

第2.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル2）信号により原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・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 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
取水機能喪失の確認	サブプレッション・プール水温度が32℃に到達し、中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッション・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し、取水機能喪失を確認する。	125V系蓄電池A系 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	-	サブプレッション・プールの水温度 残留熱除去系海水系系統流量*
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設低圧代替注水系ポンプを2台起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	-	原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水圧力*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電池直流通電源設備	-	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブプレッション・チェンバ 所内常設蓄電池直流通電源設備 常設代替注水系直流通電源設備	-	原子炉水位 (SA) 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ポンプ出口流量】
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機冷却系の準備完了後、残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プールの水温度100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 自動減圧機能付き逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリー	原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水圧力 サブプレッション・プールの水温度 (SA)
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サブプレッション・チェンバ	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリー	原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【残留熱除去系ポンプ出口流量】

①【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

備考
本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。
・記載表現の相違
【東海第二】
①島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対処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。
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
②格納容器スプレッドを実施しないことに伴う計装設備の差異（ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度は格納容器スプレッド実施時の確認項目）。

第2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 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	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回る時、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	常設代替交流電源 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 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)* 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	② ドライウエール圧力 サブレンション・チェンバ圧力 ドライウエール雰囲気温度 サブレンション・チェンバ雰囲気温度 サブレンション・プールの温度 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	格納容器除熱中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、格納容器除熱を停止し残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源 残留熱除去系 (低圧注水系)* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 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)* 残留熱除去系系統流量*

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード) 運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替注水系の準備完了後、原子炉補機代替注水系を介した残留熱除去系によるサブレンション・プールの冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 【残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード)】	② 【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレンション・プールの温度 (SA)

① 【 】 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合 (取水機能が喪失した場合)) (1/5))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.926MW	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 (セパレーター下流から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52.200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 336Wd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
初期条件	7.350m ³	③ ドライウェル内体積の設計値 (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 (ドライウェル)	空間部：5.960m ³ 液相部：3.580m ³	④ ウェットウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	⑤ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
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
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	⑥ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/6))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
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 (圧力容器下流部)	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 (セパレーター下流から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 336Wd/t	② 1 サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
初期条件	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (ドライウェル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	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)

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/4))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-
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 (気水分離器下流から+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 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、つまり、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きい、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
初期条件	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
最大線出力密度	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 336Wd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
原子炉停止後の崩壊熱	7,900m ³	③ ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ドライウェル)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	④ 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)
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
真空破壊装置	3.61m (通常運転水位)	⑤ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水位	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

・解析条件の相違

【柏崎6/7】

①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。

【東海第二】

②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。

③柏崎6/7及び島根2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。

④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウェル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/6)

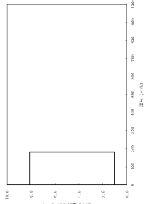
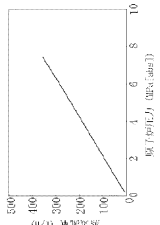
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値
	サブレーション・プール水位	③ 通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定
	サブレーション・プール水温度	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
事故条件	格納容器雰囲気温度	④ 通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度) として設定
	外部水源の水温	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/4)

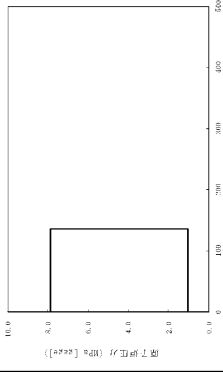
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 9m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa[diff]において) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定

・解析条件の相違

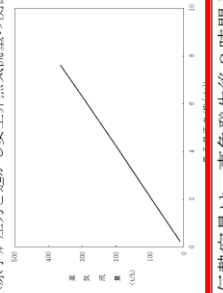
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急閉門 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却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	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	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	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を閉することによる原子炉急速減圧 原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/6)

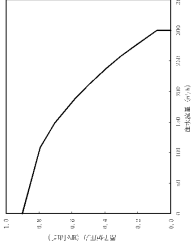
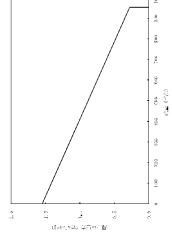
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) (信号にて自動起動 136.7m ³ / h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
重大事故等対策に関連する機器条件		

第 2.4.1.2-1 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 個を開することによる原子炉急速減圧 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
原子炉補機代替冷却系	伝熱容量は、事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW, 事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブレーション・プールの温度 100°C, 海水温度 30°C) とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定
残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却モード)	伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW, 事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブレーション・プールの温度 100°C, 海水温度 30°C) においてとする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

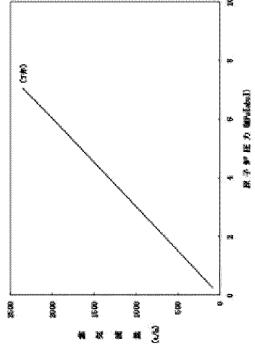
・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎 6/7 及び島根 2 号炉は、逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /h で注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (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)	残留熱除去系の設計値として設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 1m に到達した時点で手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif]) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を閉することによる原子炉急速減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係 > 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作 (低圧注水モード) による注水操作	事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器熱操作	事象発生から 8 時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

重大事故対策に関連する操作条件

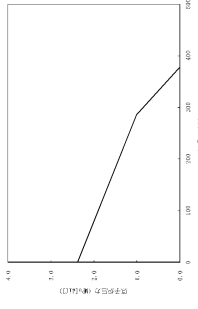
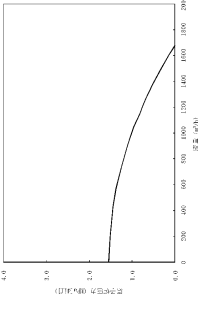
・解析条件の相違

第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設) 起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系 (常設) 起動操作後、原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa (gage) 到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達時	原子炉水位制御 (レベル 3 からレベル 8) が可能であり、原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サブプレッション・チェンバ・プールの水位が、真空破壊装置 1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	最大 378m ³ /h で注水	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
緊急用海水系	伝熱容量: 約 24MW (サブプレッション・プールの水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	・ 1,692m ³ /h にて格納容器内にスプレイ ・ 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 24MW (サブプレッション・プールの水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,676m ³ /h にて注水	残留熱除去系 (低圧注水系) 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

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;"><u>第2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (6/6)</u></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 style="text-align: center;">添付資料2.4.1.1 安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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><u>格納容器安定状態</u>：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>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。<u>サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き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。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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><u>原子炉格納容器安定状態</u>：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>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を想定。 ・解析条件の相違 【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><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>20 時間後に代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系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、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、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、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。 (添付資料2. 1. 1 別紙1)</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、<u>格納容器安定状態が確立される。</u> <u>なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する</u></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>（※）残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u> (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> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（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*傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、<u>原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>また、重大事故等対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>（※）事象発生から24時間後に、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより、崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度は<u>わずかに</u>上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り、格納容器温度は低下傾向となる。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。</u> (添付資料2. 1. 1 別紙1 参照)</p>	<p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7 東海第二】</p>

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/2)

重要現象	解析モデル	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
沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下警動が早い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。水位低下警動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくない。なお、解析コードでは、シユワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シユワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急減速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してからの減圧を行うことが手順の前段であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気速がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグに与える影響は小さい。
ECS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	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
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、成分を扱っている。実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	運転操作はシユワウド外水位 (原子炉水位) に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることでなく、炉心沸騰後の再注水過程で解析の解析結果に重畳する水位変動を考慮する必要がなく、炉心水位は炉心水位の二相水位変化をとおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位 (シユワウド外水位) を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位 (シユワウド外水位) を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器	ECS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/2)

重要現象	解析モデル	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
沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉降圧時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位 (シユワウド外) 低下警動が早い場合であっても、これら操作手順 (減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。水位低下警動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくない。なお、解析コードでは、シユワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シユワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料有効長頂部を下回ることはなく、炉心水位は燃料被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。逃がし全弁流量の変動により、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが、その影響は小さく運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグに与える影響は小さい。
ECS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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を与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び確認条件) の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
起回事象	解析条件 給水流量の急減失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事故を設定 取水流量の異常により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定		-
安全機能の喪失に対する仮定				
外部電源	外部電源なし	取水流量の異常により非使用となることから、外部電源がない場合、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定		全電源が喪失した場合、運転員等の操作で閉鎖熱除去機能が回復しない場合、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
原子炉システム	タービン蒸気発生機停止 約100秒 (約100秒)	安全機能の喪失により非使用となることから、外部電源がない場合、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定	タービン蒸気発生機停止 約100秒 (約100秒)	解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
原子炉制御	原子炉水位低 (1.05psi) により自動起動 約100秒 (約100秒)	原子炉水位低 (1.05psi) により自動起動 約100秒 (約100秒)	原子炉水位低 (1.05psi) により自動起動 約100秒 (約100秒)	解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
運転員	運転員が安全弁 約100秒 (約100秒)	運転員が安全弁 約100秒 (約100秒)	運転員が安全弁 約100秒 (約100秒)	解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
機器	機器が安全弁 約100秒 (約100秒)	機器が安全弁 約100秒 (約100秒)	機器が安全弁 約100秒 (約100秒)	解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定

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を与える影響 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
サブプレッジョン・プール水温度	約15℃～約32℃ (実績値)	約32℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上限値として設定		最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッジョン・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータを与える影響はない。32℃未満の場合は、サブプレッジョン・プールの圧力制御が厳密に保たれるため、解析条件と最確条件は同等である。このため、評価項目となるパラメータに対する影響は大きくない。
初起事象	作動異常: 3.45MPa (ドライクウェーラ・プレッジョン・チェンバール差圧) (小間差圧)	作動異常: 3.45MPa (ドライクウェーラ・プレッジョン・チェンバール差圧) (小間差圧)	真空破壊装置の設定値		解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
外部水源の容量	約8,600m ³	約8,600m ³ 以上 (西側取水貯水設備十代替取水貯槽)	西側取水貯水設備及び代替普通水貯槽の管理下容量を設定		解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
燃料の容量	約1,010tL	約1,010tL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下容量を設定		解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
起回事象	給水流量の急減失		原子炉水位低下の観点で厳しい事故を設定		
安全機能の喪失に対する仮定	閉鎖熱除去機能喪失		取水流量の異常により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定		
外部電源	外部電源なし		取水流量の異常により非使用となることから、外部電源がない場合、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定		外部電源がある場合を含む条件設定としていない。外部電源ありを想定する場合でも、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定

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を与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び確認条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
起回事象	解析条件 給水流量の急減失	解析条件 給水流量の急減失	原子炉水位の低下で厳しい事故を設定 取水流量の異常により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定		
安全機能の喪失に対する仮定					
外部電源	外部電源なし		取水流量の異常により非使用となることから、外部電源がない場合、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定		外部電源がある場合を含む条件設定としていない。外部電源ありを想定する場合でも、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
原子炉システム	原子炉水位低 (1.05psi) により自動起動 約100秒 (約100秒)	原子炉水位低 (1.05psi) により自動起動 約100秒 (約100秒)	原子炉水位低 (1.05psi) により自動起動 約100秒 (約100秒)		解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
運転員	運転員が安全弁 約100秒 (約100秒)	運転員が安全弁 約100秒 (約100秒)	運転員が安全弁 約100秒 (約100秒)		解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定
機器	機器が安全弁 約100秒 (約100秒)	機器が安全弁 約100秒 (約100秒)	機器が安全弁 約100秒 (約100秒)		解析条件と最確条件は同等であることから、事故発生時に原子炉水位の低下により閉鎖熱除去機能が喪失するものとして設定

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与える影響 (4/5)

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	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
速がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり)	速がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	(原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧	速がし安全弁の設計値に基づき原子炉減圧と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水)	設計値を適用 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転起動により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故対策に關する機器条件					

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 (5/5)

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	最確条件			
低圧(代替)注水系 (常設)	(原子炉注水甲巻時) (2台) ・注水流速: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水甲巻時) (2台) ・注水流速: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	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)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系 (即注注水系)	$1.695\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa[dif]において) (最大) $1.676\text{m}^3/\text{h}$ (1系 線当たり)	$1.695\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa[dif]において) (最大) $1.676\text{m}^3/\text{h}$ (1系 線当たり)	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)、原子炉水位の回復は早くなる。注水後の操作として注水維持可能な注水量に制約するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系(最終冷却器) スプレイ冷却器 (即注注水系)	$1.695\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブ冷却温度100℃、海水温度32℃において)	$1.695\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブ冷却温度100℃、海水温度32℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、蒸気の凝縮の海水温度を設定	実際の注水量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。
緊急用海水系	約24MW (サブ冷却温度100℃、海水温度32℃において)	約24MW (サブ冷却温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を概しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。
重大事故対策に 関連する機器 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 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/4)

Table with 4 columns: 項目 (Item), 解析条件 (解析条件), 解析上の操作開始時間 (解析上の操作開始時間), 解析条件 (解析条件), 操作の不備かき要因 (操作の不備かき要因), 運転員等操作時間に与える影響 (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 (操作時間余裕), 訓練記録等 (訓練記録等)

※1. 常設代替発電機設備からの受電完了時間は、低圧代替注水系(常設)への電源供給が完了する時間と想定している。

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 (1/2)

Table with 6 columns: 項目 (Item), 解析上の操作開始条件 (解析上の操作開始条件), 条件設定の考え方 (条件設定の考え方), 操作の不備かき要因 (操作の不備かき要因), 運転員等操作時間に与える影響 (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 (操作時間余裕), 訓練記録等 (訓練記録等)

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 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1 / 2)

Table with 6 columns: 項目 (Item), 解析条件 (解析条件), 解析上の操作開始時間 (解析上の操作開始時間), 解析条件 (解析条件), 操作の不備かき要因 (操作の不備かき要因), 運転員等操作時間に与える影響 (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 (操作時間余裕), 訓練記録等 (訓練記録等)

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
(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (3/4)

項目	運転員(運転員)の正確な操作時間	操作の不確かさ要因	運転員操作時間に入える影響	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
<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>
<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p>	<p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</p> <p>運転員等による崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (3/4)</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
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (4/4)

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														
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="261 1470 697 1585">項目</th> <th data-bbox="261 1375 697 1470">解任条件(操作条件)の不履行 解任上の操作開始時</th> <th data-bbox="261 1281 697 1375">操作の不備か原因</th> <th data-bbox="261 1186 697 1281">運転員が操作時間中に与える影響</th> <th data-bbox="261 1092 697 1186">評価項目となるパラメータに与える影響</th> <th data-bbox="261 997 697 1092">操作時間余裕</th> <th data-bbox="261 903 697 997">西洋実績等</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="261 703 697 903"> <p>代原子炉運転員が運転操作を停止する</p> </td> <td data-bbox="261 493 697 703"> <p>【原因】 中央制御室にて外部電源が電圧及び非同期フェーズ同期の異常発生に伴って運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p> </td> <td data-bbox="261 283 697 493"> <p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p> </td> <td data-bbox="261 73 697 283"> <p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p> </td> <td data-bbox="261 703 697 903"> <p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p> </td> <td data-bbox="261 493 697 703"> <p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p> </td> <td data-bbox="261 283 697 493"> <p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	項目	解任条件(操作条件)の不履行 解任上の操作開始時	操作の不備か原因	運転員が操作時間中に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	西洋実績等	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する</p>	<p>【原因】 中央制御室にて外部電源が電圧及び非同期フェーズ同期の異常発生に伴って運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</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>
項目	解任条件(操作条件)の不履行 解任上の操作開始時	操作の不備か原因	運転員が操作時間中に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	西洋実績等											
<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する</p>	<p>【原因】 中央制御室にて外部電源が電圧及び非同期フェーズ同期の異常発生に伴って運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>	<p>代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。 【発生】 代原子炉運転員が運転操作を停止する手順としており、緊急停止により操作時間中に与える影響はない。</p>											

添付資料2.4.1.4

7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能が喪失した場合）

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。
 事象：崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内部緊急時対応用可搬型電源設備等、プラントに設置しない設備も対象とする。

時系列	判定	合計
事象発生直後～事象発生後7日間	6号及び7号炉軽油タンク 各約1,020kL(注3)及び ガスタービン発電機 燃料油タンク容量 の容量(合計)は、 約2,140kLであり、7 日間対応可能。	7日間の 軽油消費量 約632kL
1.000/h×24h×7日×3台=504,00kL ※1	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (稼働は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kL	7日間の 軽油消費量 約632kL
2.879/h×24h×7日×2台=631,344kL ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (稼働は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kL	7日間の 軽油消費量 約632kL
3.879/h×24h×7日×2台=631,344kL ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (稼働は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kL	7日間の 軽油消費量 約632kL
4.879/h×24h×7日×2台=631,344kL ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (稼働は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kL	7日間の 軽油消費量 約632kL
5.879/h×24h×7日×2台=631,344kL ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (稼働は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kL	7日間の 軽油消費量 約632kL
6.879/h×24h×7日×2台=631,344kL ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (稼働は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kL	7日間の 軽油消費量 約632kL
7.879/h×24h×7日×2台=631,344kL ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (稼働は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kL	7日間の 軽油消費量 約632kL

※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。
 ※2 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。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 2.4.1.5

7日間における燃料の対応について
 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

保守的に全ての設備が、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。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (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)×5台(運転台数) =約352.8kL	7日間の 軽油消費量 約352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 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

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.4.1.3

7日間における燃料の対応について
 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

保守的にすべての設備が、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。

時系列	合計	判定
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m³/h×24h×7日×1台=52.08m³	7日間の 軽油消費量 約53m³	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
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の 軽油消費量 約352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の 軽油消費量 約8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能

備考

・設備設計の相違
 【柏崎6/7】
 島根2号炉は、緊急時対策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。

・評価結果の相違
 【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)

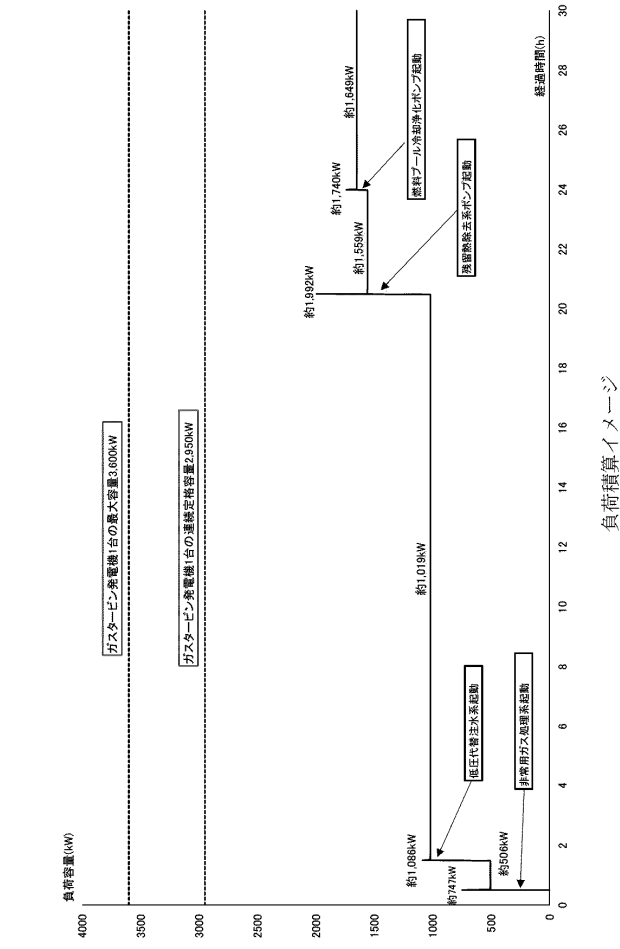
東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料2.4.1.5

常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能が喪失した場合)



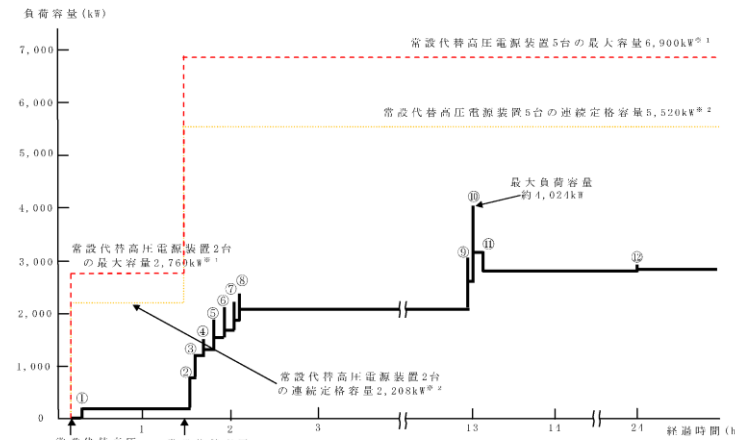
6号炉	
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)
燃料プールの冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約 37kW
その他必要な設備	約 103kW
その他不要な設備	約 366kW
合計 (連続最大容量) (最大容量)	約 1649kW (約 1992kW)

*非常用ガス処理系分除装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト 【電源設備: 常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用直流自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	非常用母線 2C 自動起動負荷 ・直流125V充電器 A ・非常用照明 ・120/240V計装用主母線盤 2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷**	約 79 約 108 約 134 約 14 約 234	約 799	約 786
③	非常用母線 2D 自動起動負荷 ・直流125V充電器 B ・非常用照明 ・120/240V計装用主母線盤 2B ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷**	約 60 約 86 約 134 約 135	約 1,206	約 1,201
④	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約 55 約 8 約 95 約 -52	約 1,495	約 1,307
⑤	中央制御室換気系空調機 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約 45 約 8 約 183	約 1,884	約 1,543
⑥	非常用排気ファン その他必要な負荷	約 8 約 154	約 2,097	約 1,705
⑦	常設代替注水系ポンプ	約 190	約 2,190	約 1,895
⑧	常設低圧代替注水系ポンプ	約 190	約 2,380	約 2,085
⑨	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約 510 約 4	約 3,067	約 2,599
⑩	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約 584 約 3	約 4,024	約 3,186
⑪	停止負荷	約 -380	-	約 2,806
⑫	常設低圧代替注水系ポンプ 2台 代替燃料プール冷却系ポンプ	約 30	約 2,915	約 2,836



※1 常設代替高圧電源装置 5台の連続定格容量 5,520kW
※2 常設代替高圧電源装置 2台の連続定格容量 2,295kW
※3 常設代替高圧電源装置 5台の最大容量 6,900kW
※4 常設代替高圧電源装置 2台の最大容量 2,766kW
※5 最大負荷容量 約 4,024kW
※6 常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

添付資料 2.4.1.6

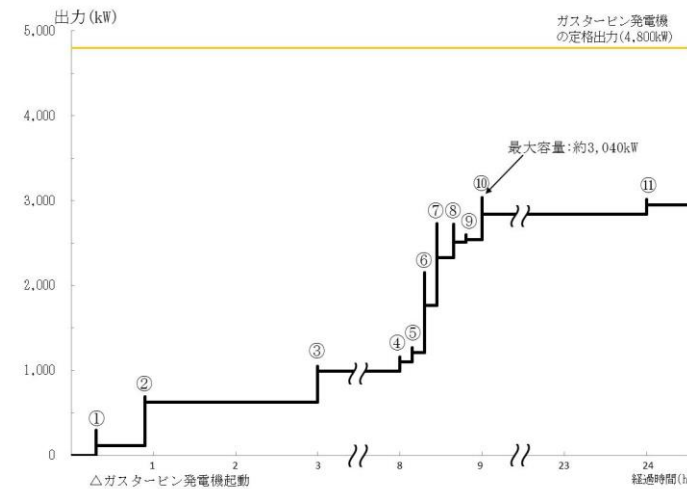
常設代替交流電源設備の負荷

(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

電源設備: ガスタービン発電機 定格出力: 4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系 (D系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 518	約 695	約 629
③	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 359	約 1,050	約 988
④	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,158	約 1,098
⑤	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,268	約 1,208
⑥	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,151	約 1,768
⑦	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,732	約 2,328
⑧	B-中央制御室送風機	約 180	約 2,723	約 2,508
⑨	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,600	約 2,538
⑩	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 3,040	約 2,838
⑪	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 3,013	約 2,948



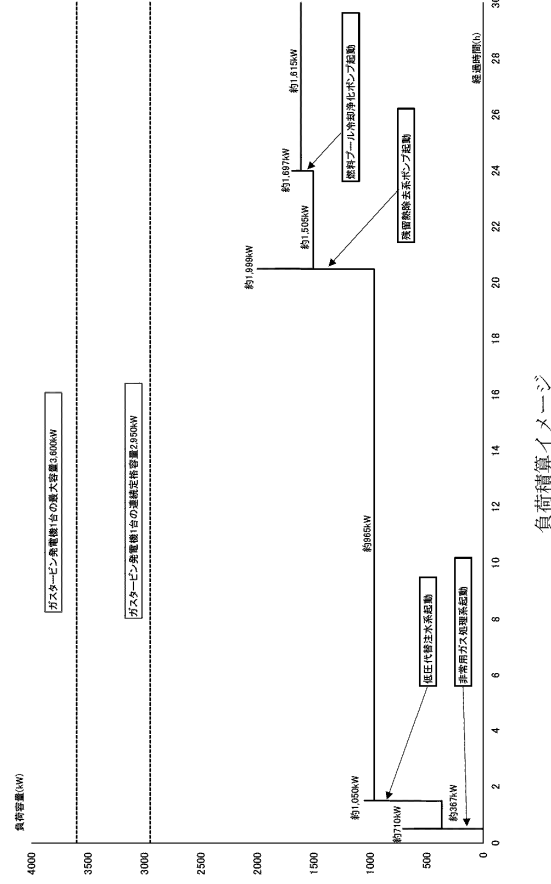
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷の相違。

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

<7号炉>

	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約6kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(起動時)	540kW (1034kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約20kW
その他必要な設備	約116kW
その他不要な設備	約321kW
合計(連続最大容量) (最大容量)	約1615kW (約1999kW)



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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)

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>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「通常停止+崩壊熱除去失敗」, ④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」, ⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」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>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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「過渡事象+RHR失敗」, ②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ③「外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)」, ④「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑤「外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)」, ⑥「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+RHR失敗」, ⑦「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑧「サポート系喪失 (自動停止)+RHR失敗」, ⑨「サポート系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑩「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)」, ⑪「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑫「小破断 LOCA+RHR失敗」, ⑬「中破断 LOCA+RHR失敗」及び⑭「大破断 LOCA+RHR失敗」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>本事故シーケンスグループは, LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ④「過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「手動停止+崩壊熱除去失敗」, ⑥「手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑧「手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑨「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑩「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑪「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑫「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑬「冷却材喪失 (小破断 LOCA)+崩壊熱除去失敗」, ⑭「冷却材喪失 (小破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑮「冷却材喪失 (中破断 LOCA)+崩壊熱除去失敗」, ⑯「冷却材喪失 (中破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑰「冷却材喪失 (大破断 LOCA)+崩壊熱除去失敗」, ⑱「冷却材喪失 (大破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑲「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗」, ⑳「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗」及び㉑「外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗」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>備考</p> <p>・記載方針の相違 【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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱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、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p><u>容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び<u>格納容器除熱機能</u>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、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による<u>格納容器冷却</u>、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により<u>原子炉格納容器</u>に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に<u>原子炉格納容器</u>が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び<u>原子炉格納容器除熱機能</u>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、原子炉隔離時冷却系及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 （以降、同様な相違については記載省略）</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) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>高圧炉心注水系</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1図から第2.4.2.3図に、手順の概要を第2.4.2.4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2.4.2.1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、<u>事象発生10時間までの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24名</u>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、<u>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8名</u>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<u>緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名</u>である。</p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2.5図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>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、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2-1図に、手順の概要を第2.4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2-1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、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18名</u>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、<u>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</u>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<u>4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は8名</u>である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>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、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>を開維持することで、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱手段</u>を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1-1(1)図から第2.4.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.4.2.1-2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2.4.2.1-1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、<u>緊急時対策要員28名</u>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、<u>当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名</u>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<u>5名、復旧班要員は18名</u>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。</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、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・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28名は夜

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>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、<u>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</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、<u>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 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 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</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、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</u> <u>原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、</u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。 ・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。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子

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>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。</u></p>	<p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル3</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>残留熱除去系機能喪失を確認後、<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設<u>低压代替注水系ポンプ2台</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>サブプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備が完了後、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）7個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、<u>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></u></p>	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル2</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・プール水温度</u>が上昇するため、<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>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>d. <u>自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧</u></p> <p><u>低压原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動しSA低压母線に給電後、<u>低压原子炉代替注水ポンプを起動</u>する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁6個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</u></p>	<p>炉減圧後は<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による注水を実施。なお、<u>高压炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）</u>まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、外部電源喪失を想定しているため、常設代替交流電源設備起動後、<u>低压原子炉代替注水ポンプへ電源を供給し起動操作を実施する。</u></p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後</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>原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>高圧炉心注水系による原子炉注水</u> <u>原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。</u> <u>高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。</u> <u>原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u></p>	<p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>※ 本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</u></p>	<p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>※ 本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又はC-<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水</u> <u>自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</u> <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。</u> <u>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</u></p> <p>f. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u></p>	<p>以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用の相違 【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>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.18MPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器一次隔離弁</u>を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納</p>	<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却を実施する。また、<u>低圧代替注水系(常設)</u> による原子炉注水を継続する。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却は、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計</u>としている。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量(常設ライン用)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サプレッション・プール水位が、<u>通常水位+6.5m</u> に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却を停止する。<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力</p>	<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>384kPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u>を実施する。</p> <p>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力(SA)、サプレッション・チェンバ圧力(SA)、格納容器代替スプレイ流量</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サプレッション・プール水位が、<u>通常水位+約 1.3m</u> に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u>を停止する。</p>	<p>島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時(準備操作含む)の被ばく評価結果を考慮し、第 2 弁(ベント装置側)から開操作する。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</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>容器冷却を継続しても、<u>格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作</u>することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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>格納容器内圧力等</u>である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>高圧炉心注水系</u>による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 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、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒</p>	<p><u>が 0.31MPa [gage] に到達した場合、第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作</u>することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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>サブプレッション・チェンバ圧力等</u>である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 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、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒</p>	<p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2トラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作</u>することで、<u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>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>ドライウエル圧力（SA）等</u>である。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器フィルタベント系</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位（SA）</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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は、格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 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、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位通常水位+約1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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>表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移, 燃料被覆管酸化, 燃料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流), ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却, 格納容器ベントが重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>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, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いことにより, 事象初期の炉心冷却</p>	<p>表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移, 燃料被覆管酸化, 燃料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流及び三次元効果, 原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流)及びECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いことにより, 事象初期</p>	<p>表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移, 燃料被覆管酸化, 燃料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流), ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2-1 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>i 事象の進展に対する影響</p> <p>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, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いことにより, 事象初期の炉心冷却</p>	<p>備考</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, 重大事故等対策に対する影響が大きい外部電源なしを設定。</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>という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後に高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、<u>外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 (b) <u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u> <u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、<u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</u></p> <p>(d) 高圧炉心注水系 <u>高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m³/h (0.69MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い、その後に低圧代替注水系（常設）による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 <u>外部電源喪失時には、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮することで、外部電源がない場合を包含する評価となる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 (b) <u>ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</u> <u>原子炉水位の低下に伴い、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台全てを自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において)の流量で注水するものとする。</u></p> <p>(d) 高圧炉心スプレイ系 <u>高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、1,419m³/h (1.38MPa [dif] において)（最大1,419m³/h）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>という観点では厳しくなる。</p> <p><u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>ii 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、<u>非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、91m³/h (8.21~0.74MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系（常設）の起動に常設代替交流電源設備が必要となる。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップの条件を設定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心</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>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (1 個) を使用するものとし、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>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力</p>	<p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (安全弁機能) にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁 (自動減圧機能) (7 個) を使用するものとし、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>(f) 低圧代替注水系 (常設) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧後に、最大 378m³/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h にて原子炉へ注水する。</p> <p>(g) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/h にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(h) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6 個) を使用するものとし、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) 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に 200m³/h (原子炉圧力1.00MPa[gage]において) にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 格納容器フィルタベント系 格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力</p>	<p>スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、手順上の弁数を設定。 ・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】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。 ・設備設計の相違 【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><u>0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s</u> に対して、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開^{*1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>※1 操作手順においては、<u>原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></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>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p>	<p><u>0.31MPa [gage]における排出流量13.4kg/s</u> に対して、<u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></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>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。</u></p>	<p><u>427kPa[gage]における最大排出流量9.8 kg/s</u> に対して、<u>格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></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>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するものとする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</u></p> <p>(b) <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、格納容器隔離弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</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>なお、格納容器スプレイは、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.6図から第2.4.2.11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.12図から第2.4.2.14図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.4.2.15図から第2.4.2.18図に示す。</u></p> <p>※2 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位計(広帯域)</u>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<u>原子炉水位計(広帯域・狭帯域)</u>の水位は、シュラウド外の水位であること</p>	<p>なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。</p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2-10図から第2.4.2-12図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-13図から第2.4.2-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位(広帯域)</u>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<u>原子炉水位(広帯域)</u>、<u>原子炉水位(狭帯域)</u>の水位は、シュラウド外の水</p>	<p>なお、格納容器スプレイは、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後に実施する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。</u></p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位(広帯域)</u>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<u>原子炉水位(広帯域・狭帯域)</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウ</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため、水位制限によりスプレイを停止している。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</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>とから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。</u></p> <p><u>原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系が自動起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は、高圧炉心注水系による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</u></p>	<p>位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。また、原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>再循環系ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で2台全てがトリップする。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)を起動し、サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。その後は、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</u></p>	<p>ド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル2)で2台すべてがトリップする。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(常設)を起動し、事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</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、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位(レベル1H)まで低下しない。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の

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>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。<u>また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 22 時間経過した時点で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）</u>に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。<u>また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から約 28 時間経過した時点で実施する。なお、<u>格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）</u>に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱</u>を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）</u>に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>弁数を設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系を使用しないため、同様な挙動は発生しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>真空破壊装置（弁）、ベントラインの高さの相違。</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>原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.12図</u>に示すとおり初期値(約310℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.6図</u>に示すとおり、<u>7.07MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.37MPa[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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa[gage]</u>及び<u>約144℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度</u>を下回る。</p> <p><u>第2.4.2.7図</u>に示すとおり、<u>高圧炉心注水系</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約22時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。 (添付資料2.4.2.1)</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外</p>	<p>原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2-10図</u>に示すとおり初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2-4図</u>に示すとおり、<u>約7.79MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約8.09MPa[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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による<u>格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa[gage]</u>及び<u>約143℃</u>に抑えられ、<u>格納容器の限界圧力及び限界温度</u>を下回る。</p> <p><u>第2.4.2-5図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の<u>非居住区域境界及び敷地境界</u>での実効線量の評価結果は、<u>サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価</u>としている「2.6 L O</p>	<p>原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.2-1(7)図</u>に示すとおり、初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.2-1(1)図</u>に示すとおり、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.89MPa[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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度の最大値は、<u>それぞれ約384kPa[gage]</u>及び<u>約153℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度</u>を下回る。</p> <p><u>第2.4.2.2-1(2)図</u>に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約30時間後に格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。 (添付資料2.4.2.1)</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A時注水機能喪</p>	<p>・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>・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, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価方針の相違【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>部電源喪失+DG喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が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</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による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>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心注水系</u>の自動起動により行われ、</p>	<p>CA時注水機能喪失」のドライウエルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>(添付資料2.4.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が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>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作</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>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>の自動起動により行われ、</p>	<p>失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が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>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低压原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による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>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【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> <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>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>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心注水系</u>の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造</p>	<p>れ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との</p>	<p>により行われ、<u>また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）</u>に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく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り、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>により行われ、<u>また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）</u>に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造</p>	<p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系で機能維持できる期間注水し、その後速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水を実施するため。</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、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</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>材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>及び<u>格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>及び<u>格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>い。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第 2.4.2.2 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は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，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>い。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第 2.4.2-2 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は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことか</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第 2.4.2.2-1 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は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転</p>	<p>備考</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，高圧炉心</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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、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、サプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、<u>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原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機</u></p>	<p>ら、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、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、サプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度</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、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、<u>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原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機</u></p>	<p>員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度</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、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、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる<u>外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉</u></p>	<p>スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</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>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。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後</u>の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容</p>	<p><u>等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低圧代替注水系(常設)の起動準備操作時間は外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後</u>の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の</p>	<p><u>隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系(常設)により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後</u>の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は格納容</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、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・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。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。

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>器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、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>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、<u>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原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように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は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、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></p> <p><u>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。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有</p>	<p>上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</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、<u>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原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように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は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、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></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有</p>	<p>器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</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、<u>常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有</p>	<p>備考</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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>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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとして<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、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</u>。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力<u>0.18MPa[gage]到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約 10 時間後であり、格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから、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</u>。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が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>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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、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 65℃到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、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。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力<u>0.279MPa [gage] 到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、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</u>。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が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生 8 時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている</u>。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとして<u>サブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、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>。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が<u>384kPa[gage]到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい</u>。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が遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。 ・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。

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>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは、事象発生の約 22 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) 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。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) 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、<u>並列して実施する場合があります操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</u>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p>	<p>操作条件の格納容器フィルタベント系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サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 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、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m) に到達するのは、事象発生の約 30 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) 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、<u>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。</u>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水開始操作は、</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小さい。</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、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。 ・解析結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力基準で実施することとしている。 ・運用の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。 ・運用の相違【東海第二】 ・設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系 (常設) を用いて注水を実施。

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>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>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。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約20分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生か</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、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。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約75分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生</p>	<p>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa [gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系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、<u>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。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>384kPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は853kPa [gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系(常設)による注水開始操作については、逃</p>	<p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉(Mark-I改)と柏崎6/7(ABWR), 東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【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>ら約1時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間後であり、約16時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメ</p>	<p>から約2時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa [gage]から0.31MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.7, 2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメ</p>	<p>がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から8時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力853 kPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約35時間後であり、約5時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2, 3.1.3.8)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメ</p>	<p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</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>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉(Mark-I改)と柏崎6/7(ABWR), 東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p> <p>島根2号炉及び柏崎6/7では、3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の評価結果を引用。東海第二は、本シーケンスでの評価結果を元に余裕時間を算出。</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>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>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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事象発生10時間までに必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>24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72名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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>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>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>18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><u>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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>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> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時に必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>28名</u>である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している<u>緊急時対策要員の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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 【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28名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。

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>a. 水源</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u></p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.2.3)</u></p>	<p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>代替淡水貯槽に約4,300m³及び西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>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。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.2.3)</u></p>	<p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約3,600m³の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、<u>低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽（西1/西2）に約7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生8時間以降に輪谷貯水槽（西1/西2）の水を、低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却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注水することから、水源が枯渇することはない。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.2.3)</u></p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・水量評価結果の相違</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、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p>

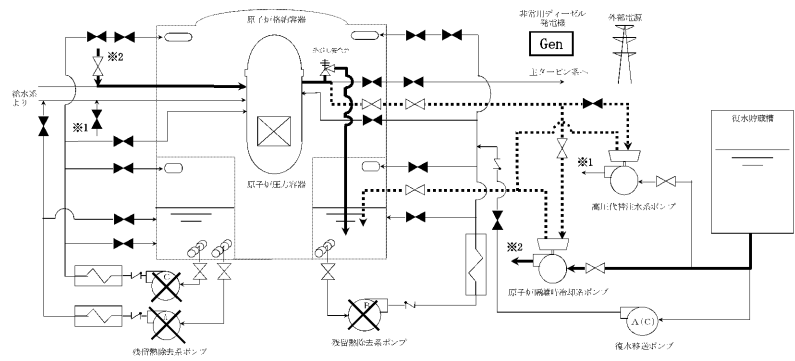
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>号炉あたり約 15kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後 7 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、号炉あたり約 753kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><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</u>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<u>合計約 13kL の軽油</u>が必要となる (6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL)。</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</u>を保有しており、これらの使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への給水</u>、<u>非常用ディーゼル発電機による電源供給</u>、<u>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。 (添付資料 2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>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</u></p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 6.0kL の軽油</u>が必要となる。<u>可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>について、7 日間の継続が可能である。</p> <p><u>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 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>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</u>について、7 日間の継続が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>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<u>約 70.0kL の軽油</u>が必要となる。<u>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</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所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。 (添付資料 2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>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</u></p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給</u>については、<u>事象発生後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油</u>が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから<u>常設代替交流電源設備による電源供給</u>について、7 日間の運転継続が可能である。</p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給</u>については、<u>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</u>が必要となる。<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 11m³の軽油</u>が必要となる。<u>合計約 711m³の軽油</u>が必要となる。<u>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等</u>にて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから<u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給</u>、<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>について 7 日間の<u>運転継続</u>が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>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<u>約 8m³の軽油</u>が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所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。 (添付資料 2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</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は専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、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> <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><u>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、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>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備して</p>	<p><u>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></p> <p>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、<u>約1,141kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）の連続定格容量は<u>約2,208kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に<u>格納容器</u>が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による<u>格納容器冷却手段</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備して</p>	<p><u>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約354kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</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>(添付資料 2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に<u>原子炉格納容器</u>が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器フィルタ</u></p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、SA事象を考慮して、外部電源の喪失を想定している。 ・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。 ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお、柏崎6/7は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 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。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心</p>

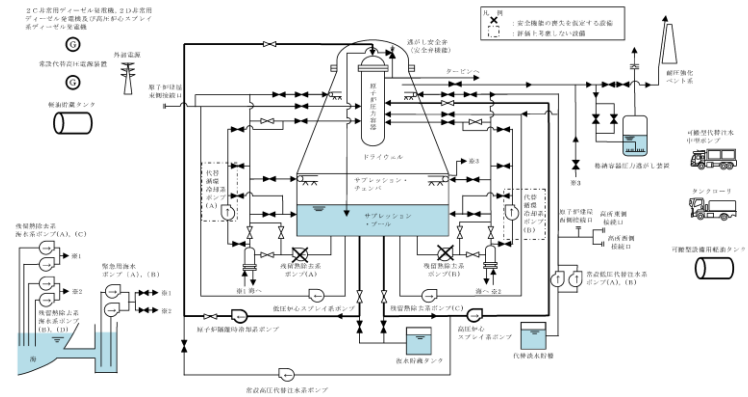
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>いる。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、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>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、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、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</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「崩壊</p>	<p><u>し装置等</u>による<u>格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗</u>」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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並びに<u>格納容器バウンダリ</u>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>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による<u>非居住区域境界及び敷地境界</u>での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<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、原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</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</p>	<p><u>ベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>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、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>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>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>格納容器フィルタベント系</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</p>	<p>スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心</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>熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>ことが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p>

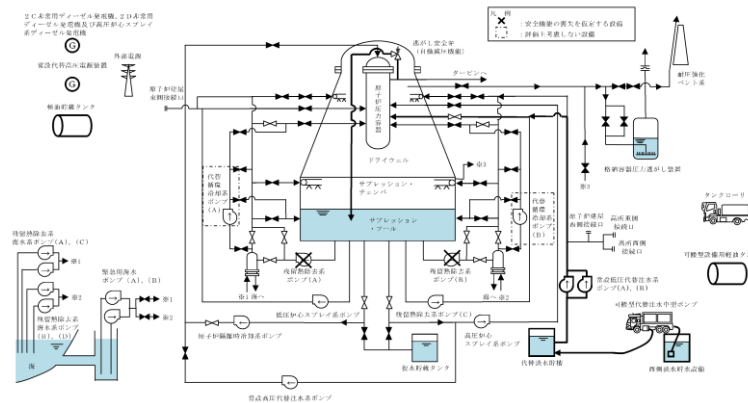
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



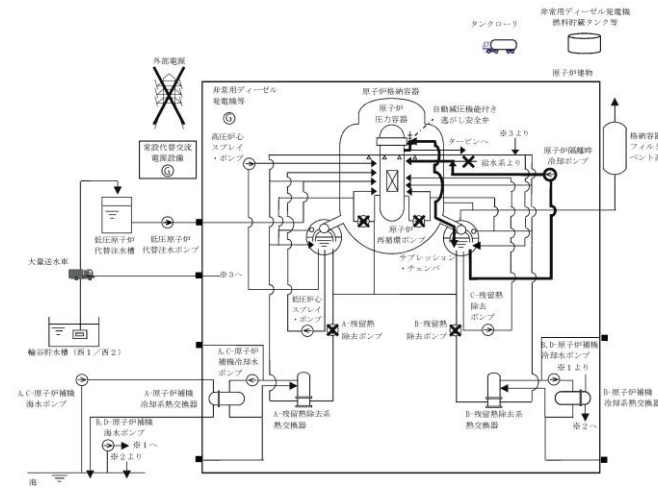
第 2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）



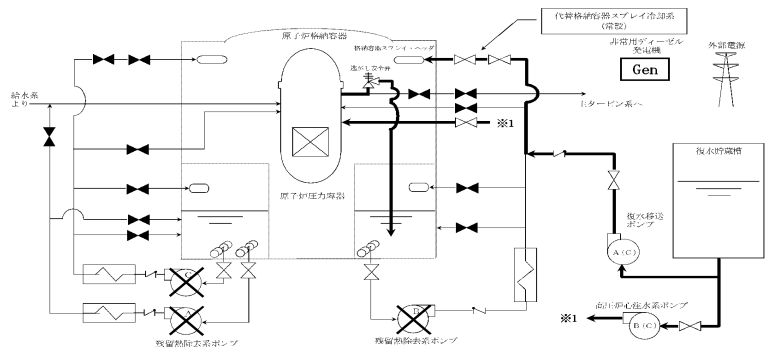
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水段階）



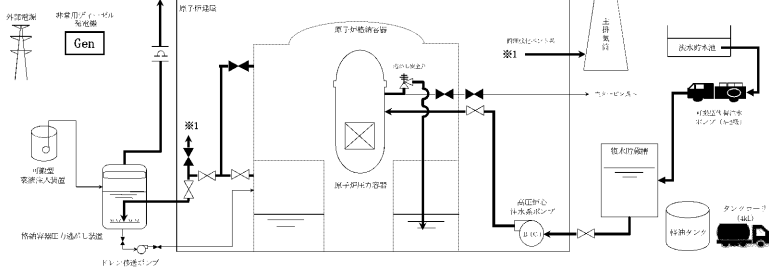
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



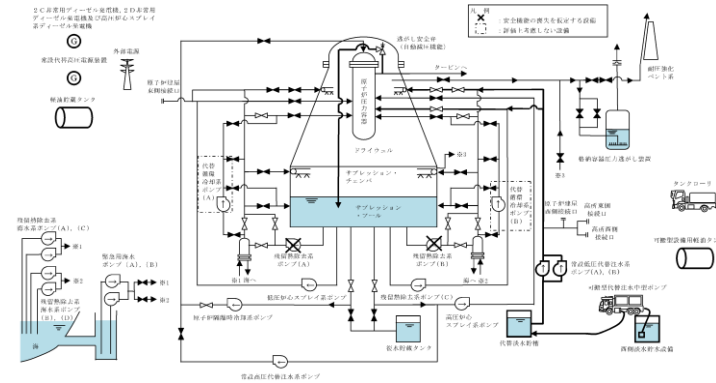
第 2.4.2.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉減圧及び原子炉注水）



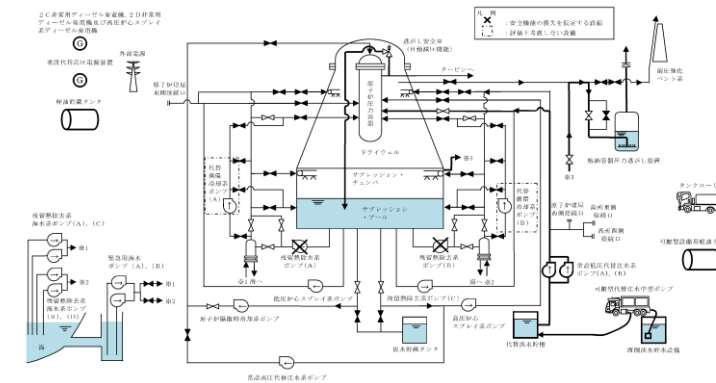
第 2.4.2.2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



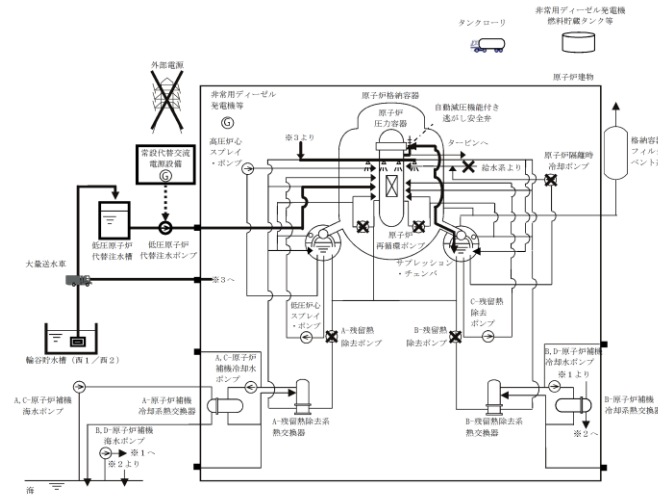
第 2.4.2.3 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



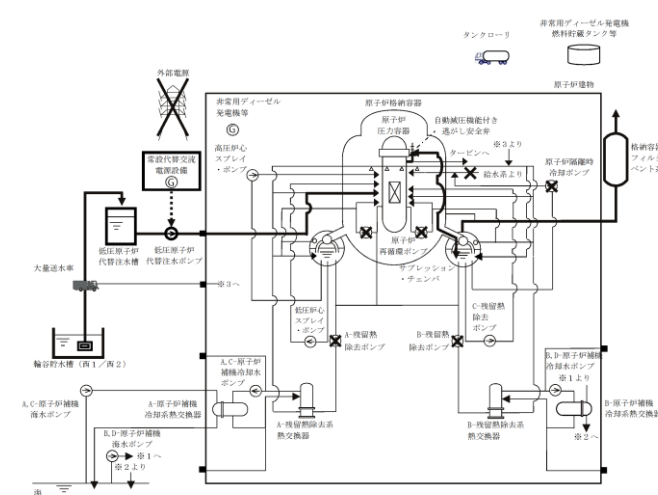
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
(低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)
(低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)



第 2.4.2.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.4.2.1-1(3) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

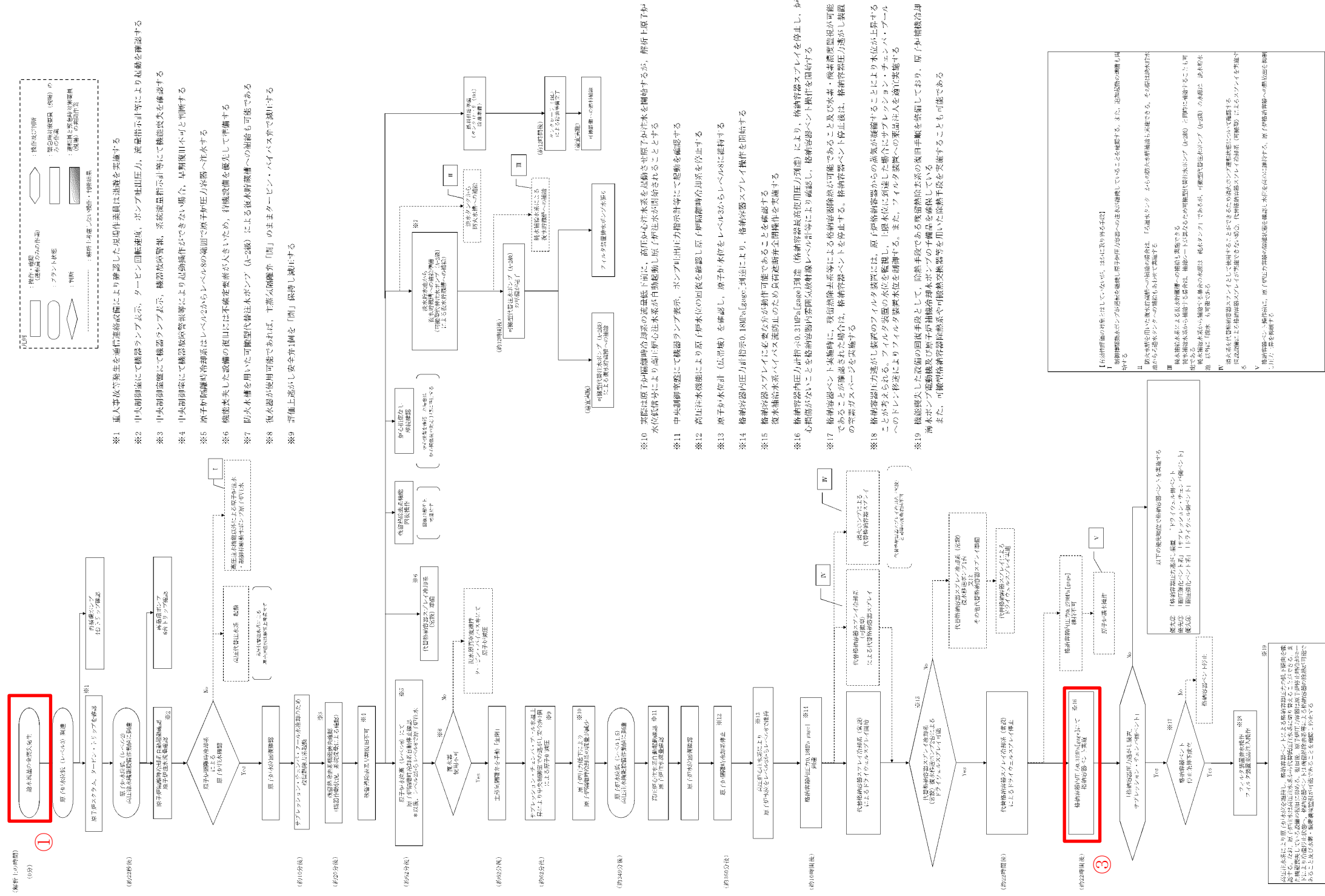
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は, 高压炉心スプレイ系及び低压炉心スプレイ系に期待しない想定としているため, 原子炉減圧後は低压原子炉代替注水系 (常設) による注水を実施。

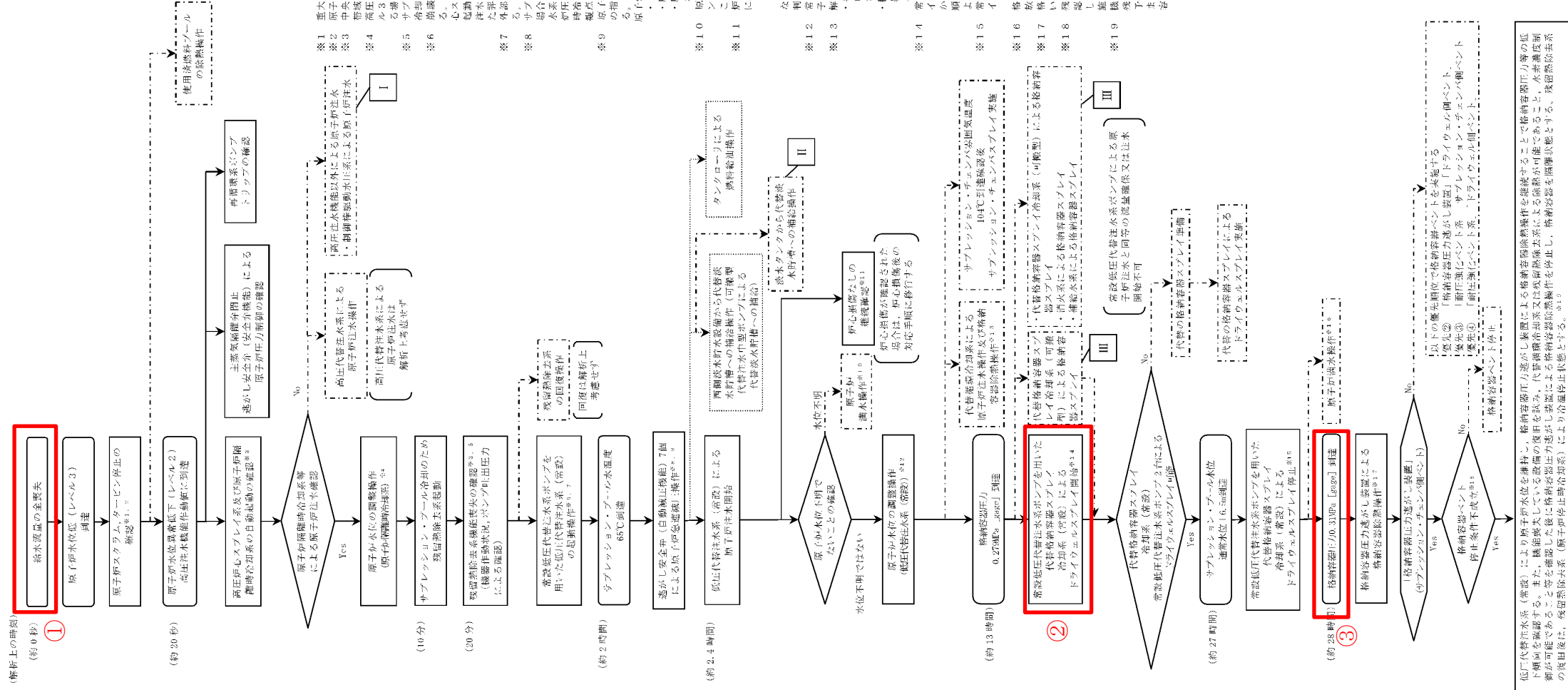
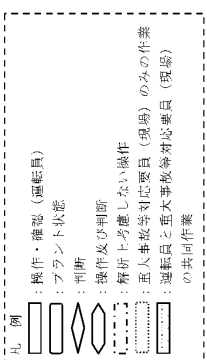
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
外部水源による格納容器スプレイを実施する場合, スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると, 格納容器内の保有水量の観点から, スプレイを実施しない場合に比べ, 格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根 2号炉は, ベント遅延効果を図るため, 残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-2図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第2.4.2.4 図「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要





- ※1 重大事故発生を通知し、通信運用設備等により警報した要員は迅速な対応を要する。
- ※2 原子炉停止後、中央制御室にて平均出力調整装置等により確認する。
- ※3 中央制御室にて、格納タンク表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位(広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※4 帯域中心スプレイトライアル系及び原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、帯域中心スプレイトライアル系は待機状態とする。
- ※5 サプレッション・プール水温度65℃以上であることを確認し、サブプレッション・プールの機能を確保する。動作に支障があることでも確認し、サブプレッション・プールの機能を確保する。帯域中心スプレイトライアル系は待機状態とする。
- ※6 帯域中心スプレイトライアル系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、帯域中心スプレイトライアル系は待機状態とする。
- ※7 帯域中心スプレイトライアル系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、帯域中心スプレイトライアル系は待機状態とする。
- ※8 サプレッション・プール水温度がサブプレッション・プールの警報値(原子炉水位高帯域)の場合、帯域中心スプレイトライアル系は待機状態とする。原子炉水位が原子炉水位高帯域(レベル3)から原子炉水位低(レベル8)の間に維持される場合は、帯域中心スプレイトライアル系は待機状態とする。
- ※9 原子炉水位が不明な場合は、以下のいずれかにより判断する。
 ・ドライアウト警報発生後、原子炉水位の回復が原子炉水位不明領域に入った場合
 ・原子炉水位の指示値のばらつきが小さく燃料有効長領域以上であることが判断できない場合
 ・原子炉水位の指示値のばらつきが小さく燃料有効長領域以上であることが判断できない場合
- ※10 原子炉水位が不明な場合は、原子炉水位を確保すること、原子炉水位が燃料有効長領域以上であることを確認する。
- ※11 原子炉水位が不明な場合は、以下のいずれかにより判断する。(原子炉水位が燃料有効長領域以上の場合には原子炉水位が燃料有効長領域以上であることを確認する)
 ・ドライアウト警報発生後、原子炉水位の回復が原子炉水位不明領域に入った場合
 ・原子炉水位の指示値のばらつきが小さく燃料有効長領域以上であることが判断できない場合
 ・原子炉水位の指示値のばらつきが小さく燃料有効長領域以上であることが判断できない場合
- ※12 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。
- ※13 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。
- ※14 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。
- ※15 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。
- ※16 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。
- ※17 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。
- ※18 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。
- ※19 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイトライアルフェーズを開始する。

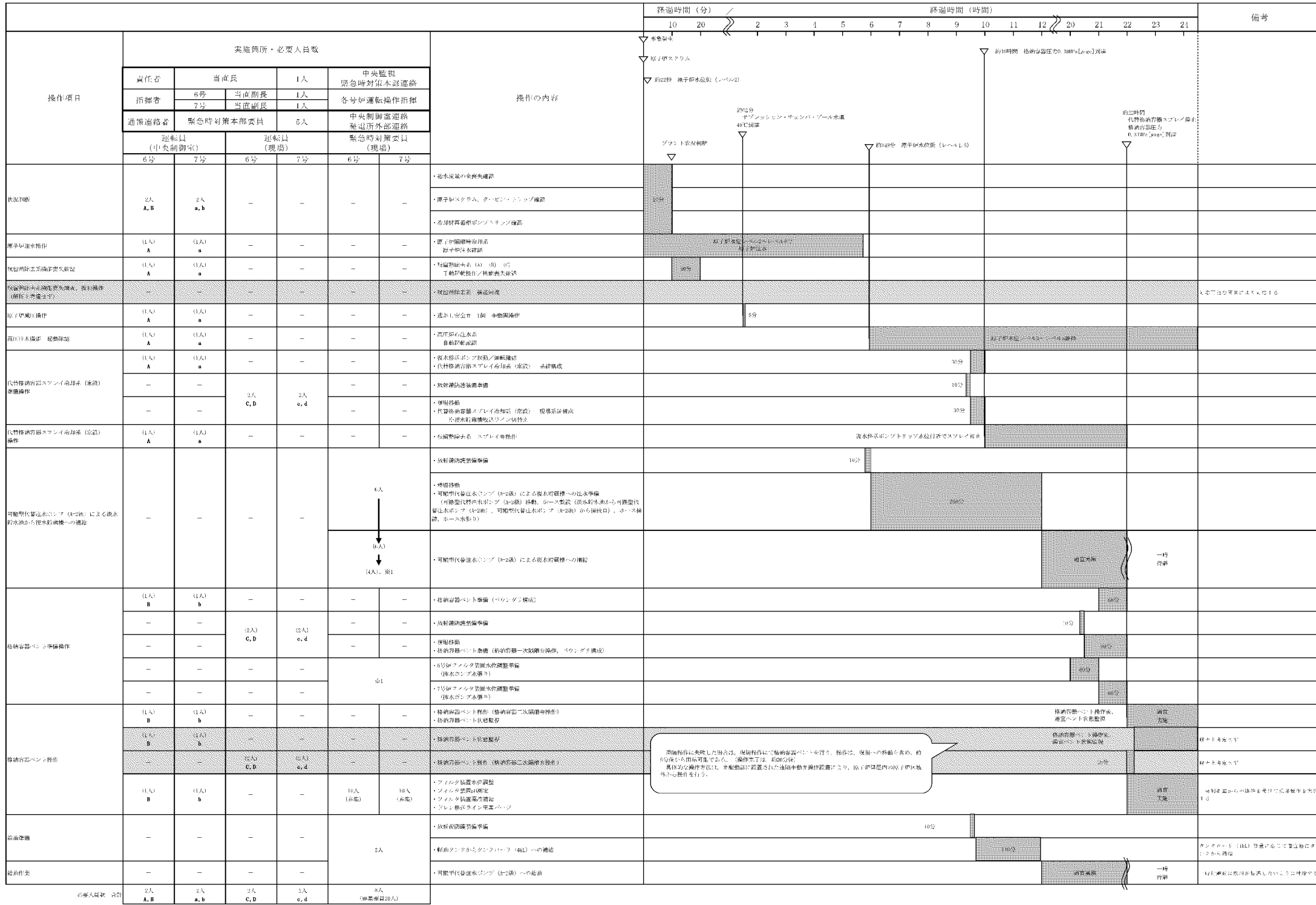
第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去系が故障した場合の対応手順の概要

備考
 差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-2図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要」の備考欄参照。

- 【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
- 格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。また、格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。
 - 「格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。また、格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。」
 - 「格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。また、格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。」
 - 「格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。また、格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。」

低圧代替注水ポンプ(常設)により原子炉水位を維持し、格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。また、格納容器圧力高帯域(レベル3)以上のアラート状態において使用することによる回復は、アラート状態による回復と同様に有効である。

崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)



差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第2.4.2.5図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間

東海第二発電所 (2018.9.12版)				崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)											備考			
操作項目	実施場所・必要職員数			操作の内容	経過時間 (分)											備考		
	責任者	当直班電長	1人		中央監視 運転操作出掛	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90		100	110
操作項目	責任者	当直班電長	1人	中央監視 運転操作出掛	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 到達 ▼ プラント状況判断													
監視判断	2人 A, B	-	-	-	10分												外置電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外置電源がない場合に実施する	
原子炉本位の運転操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	-													● 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の調整操作 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されるまでの間、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持し、原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする	
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	-		10分											● 残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) によるサブプレッション・プールの除熱操作 (失敗)	
残留熱除去系の回復操作	-	2人 C, D	-	-													● 残留熱除去系の回復操作、失敗原因調査 適宜実施	解放上考慮しない
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	-									5分				● 常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	外置電源がない場合に実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系 (常設) の起動操作	【1人】 A	-	-	-										5分			● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	

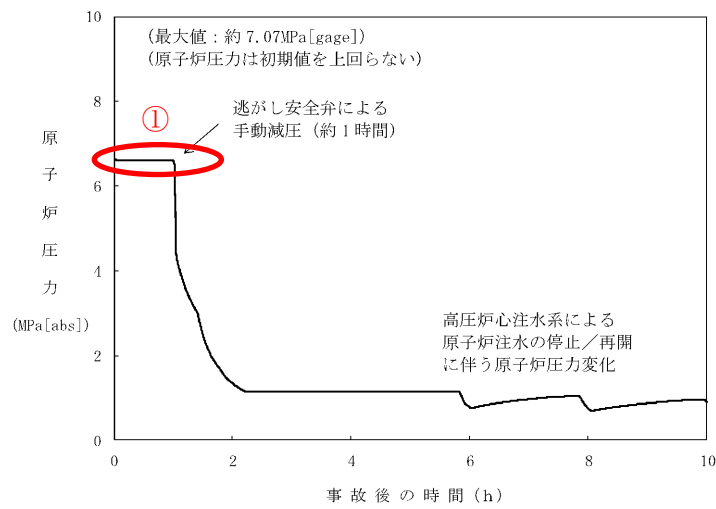
差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の作業と所要時間 (1/2)

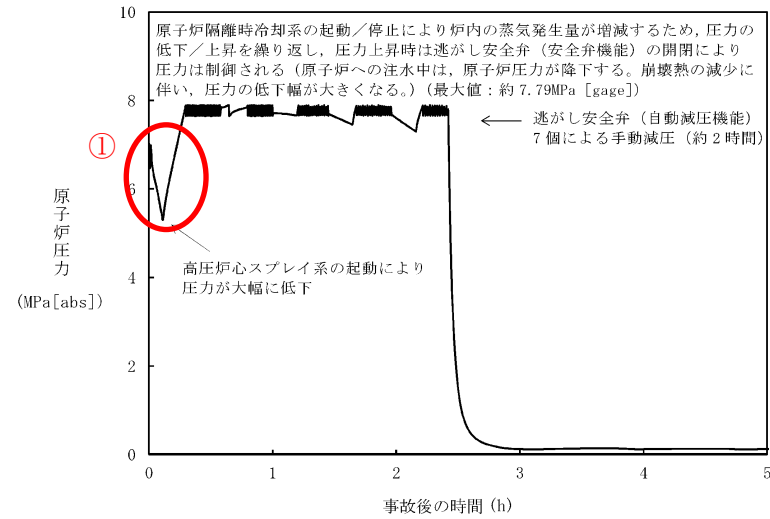
差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				経過時間(時間)												備考				
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48					
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)																				
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容																
	当直運転員(中央制御室)	当直運転員(現場)	重大事故等対応要員(現場)																	
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】A	—	—	●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の調整操作																
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の起動操作	【1人】A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分															サブプレッション・プール熱等準則値未満まで注水
減圧安全弁(自動減圧機構)による原子炉空圧減圧操作	【1人】B	—	—	●減圧安全弁(自動減圧機構)の起動操作	1分															
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持															
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視															
代替格納容器による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】A	—	—	●代替格納容器による原子炉注水操作 ●代替格納容器による格納容器除熱操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視												解断し考慮しない 代替格納容器のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水(常設)による注水を停止する			
原子炉注水操作	【1人】A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を可能な限り高く維持												解断し考慮しない			
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施												解断し考慮しない スクラッピングによる未処理がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する			
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作	【1人】A	—	—	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一準備)	20分															解断し考慮しない 約25時間後までに実施する
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備)	—	【2人】C, D, E	—	●第一現場格納容器除熱への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備)	15分															
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(サブプレッション・チェンバール)	【1人】A	—	—	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第二準備)	5分															解断し考慮しない
自備供水貯水設備を本機とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替格納容器への給水操作	—	—	3人(a, b)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、キース起等の操作	180分															代替格納容器の給水には十分な時間がある
タンクローリによる燃料給水操作	—	—	【2人】a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源確認操作	適宜実施												代替格納容器の容量に応じて適宜給水を実施する			
タンクローリによる燃料給水操作	—	—	2人(常設)	●可搬型代替注水中型ポンプからのタンクローリへの給水操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給水操作	90分															タンクローリ残量に応じて適宜給水を実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a-h (必要員5人)																	

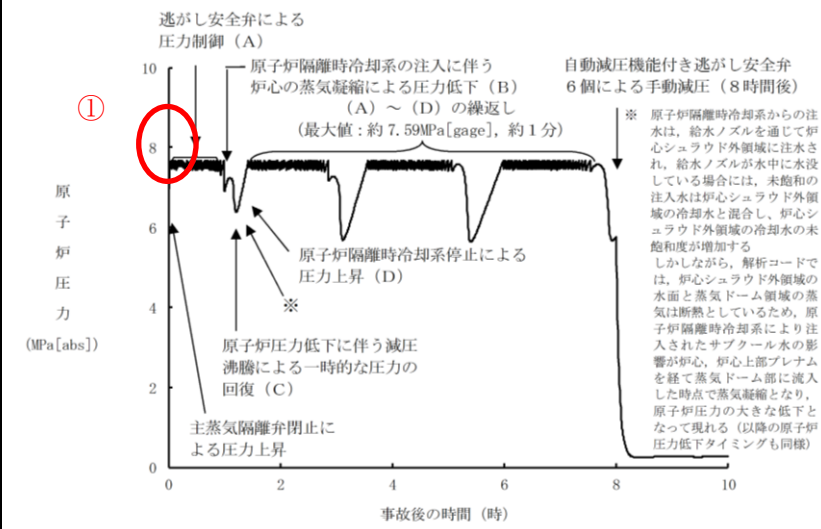
第2.4.2-3図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の作業と所要時間(2/2)



第 2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移



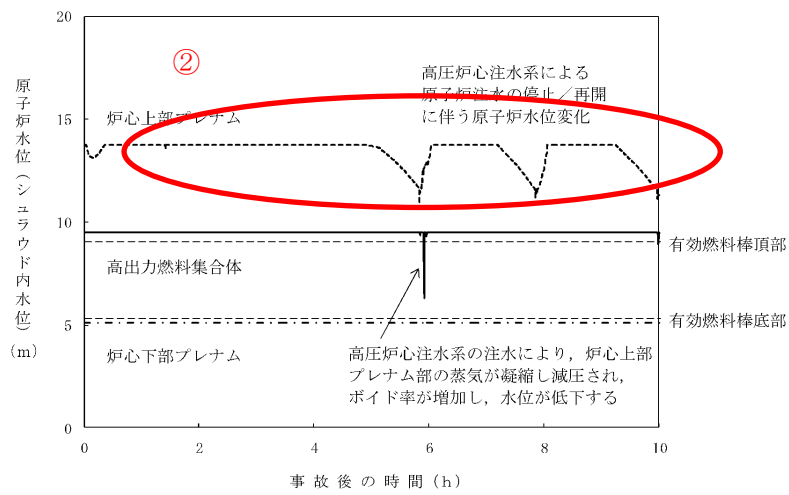
第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移



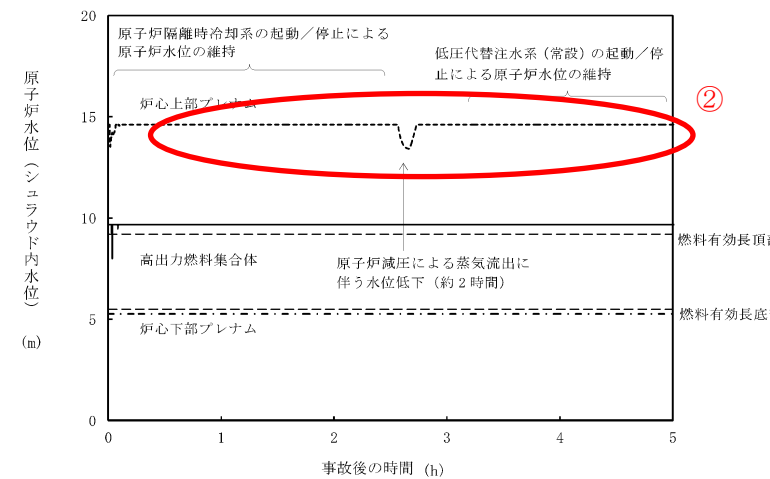
第 2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

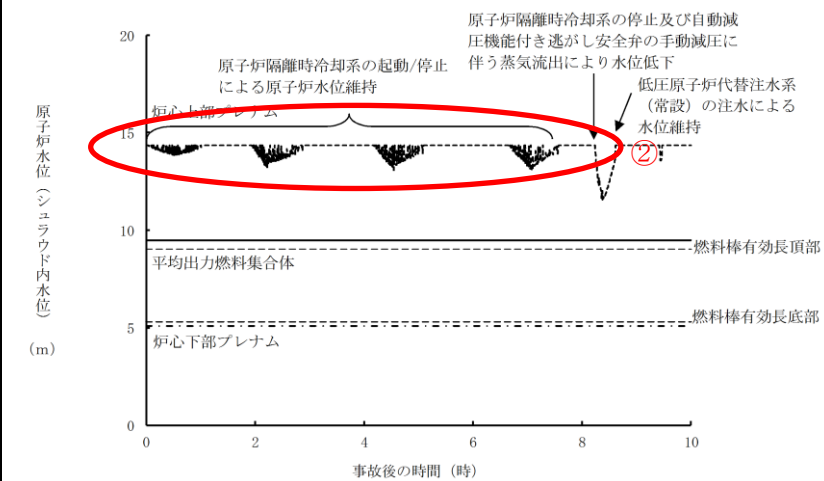
①東海第二及び島根 2号炉は、L2でMSIVが自動閉し、原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、柏崎 6/7では、L2で原子炉隔離時冷却系の自動起動により原子炉注水が行なわれ、MSIV自動閉の設定であるL1.5まで原子炉水位が低下しないことから、原子炉圧力の挙動が異なる。



第 2.4.2.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

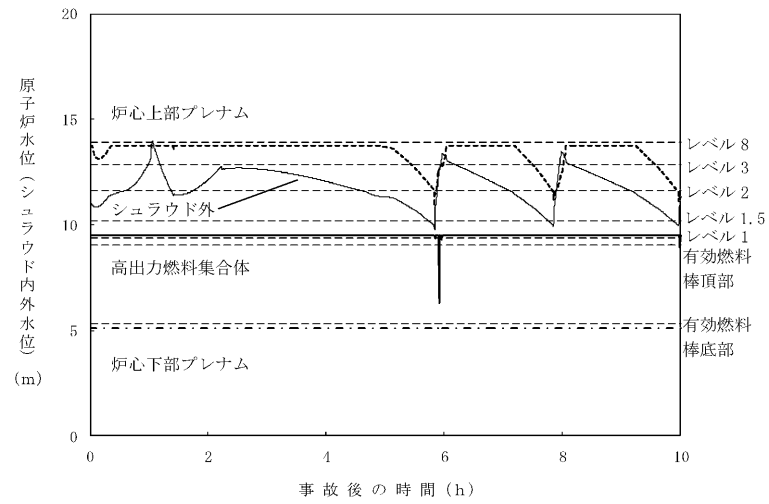


第 2.4.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

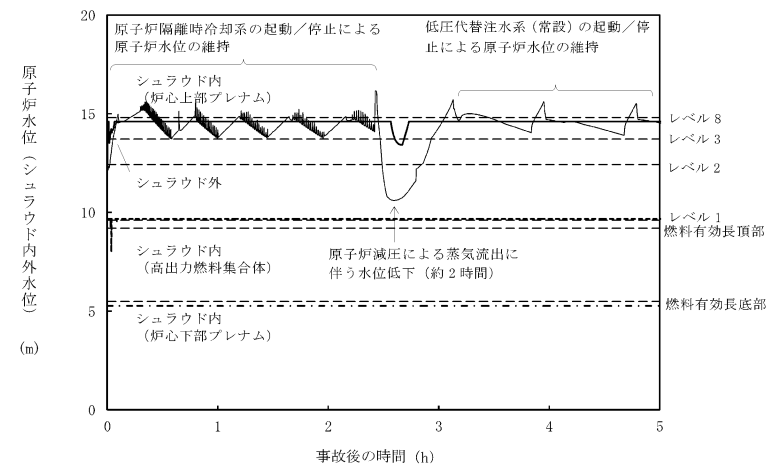


第 2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

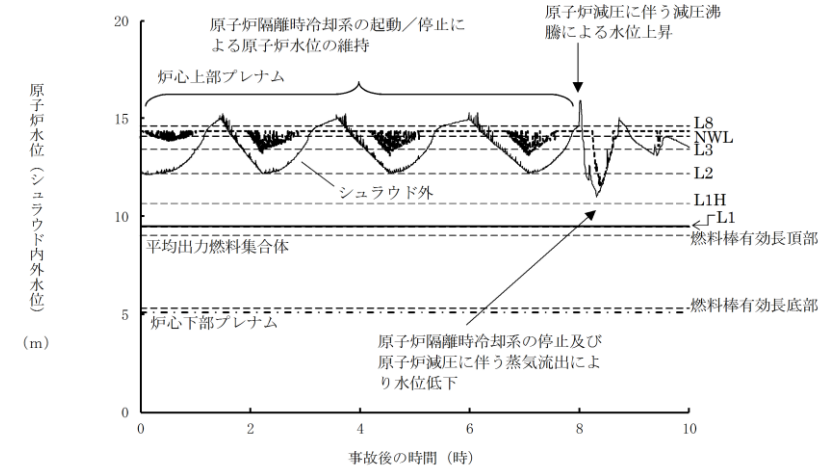
【柏崎 6/7, 東海第二】
②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。



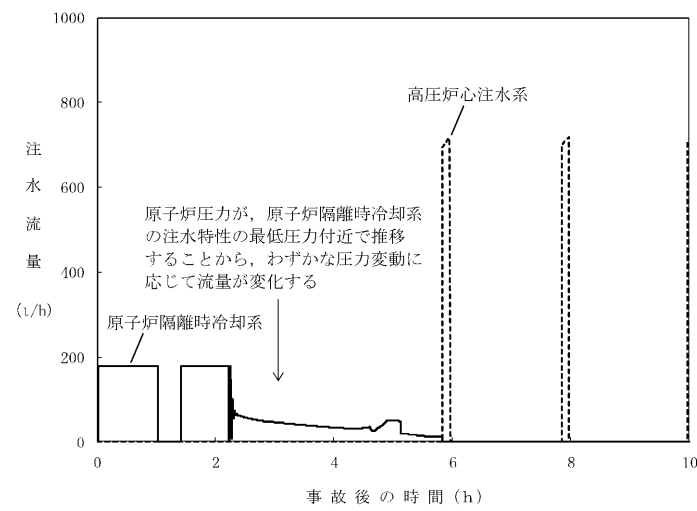
第 2.4.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



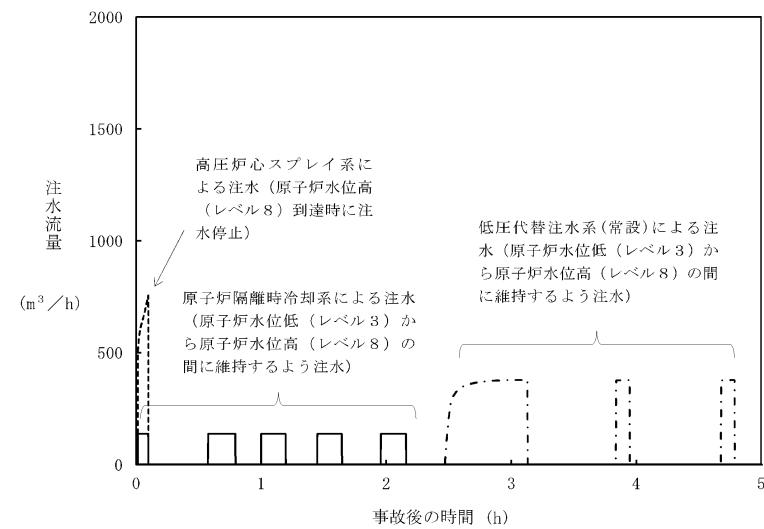
第 2.4.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



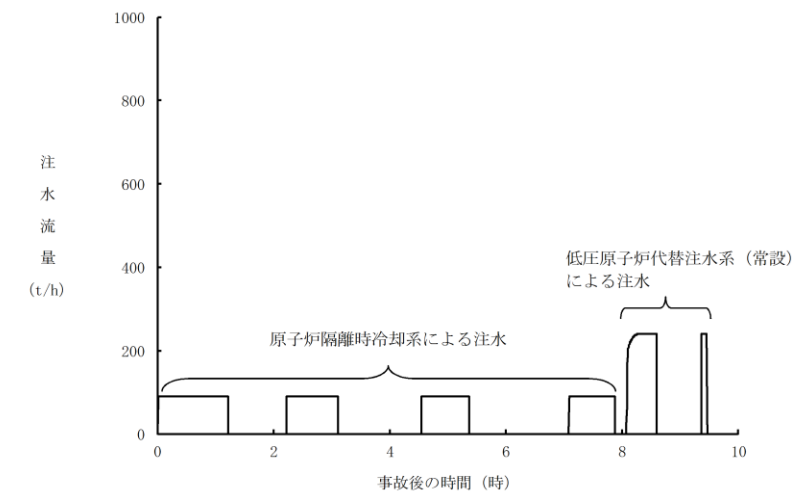
第 2.4.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.2.9 図 注水流量の推移



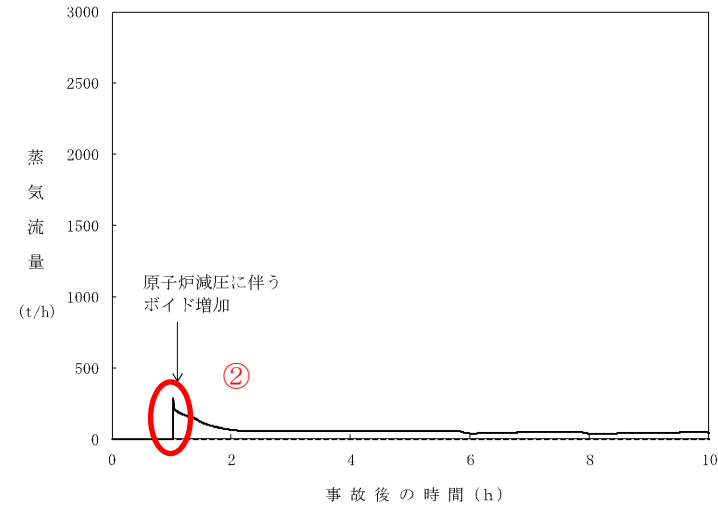
第 2.4.2-7 図 注水流量の推移



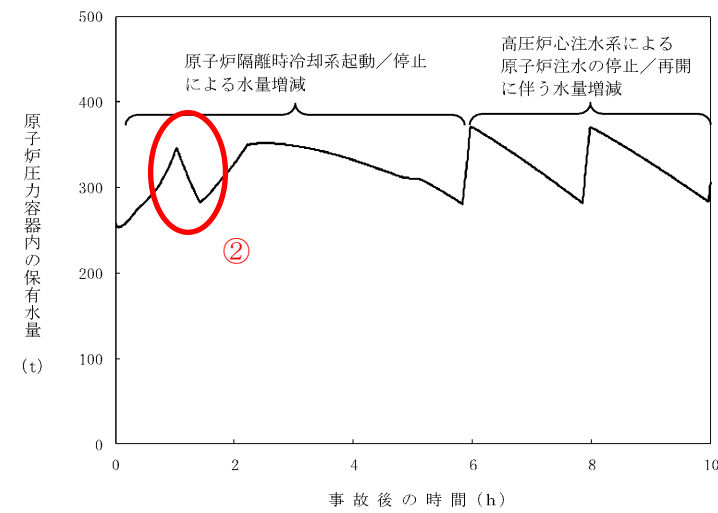
第 2.4.2.2-1(4) 図 注水流量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
注水設備の相違*による注水パターンの相違。

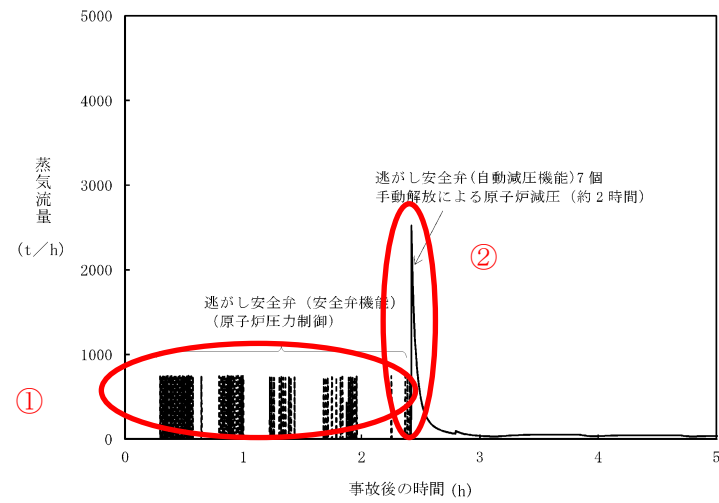
※
島根 2号炉：原子炉隔離時冷却系, 低圧原子炉代替注水系 (常設) (減圧後)
東海第二：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系, 低圧代替注水系 (常設) (減圧後)
柏崎 6/7：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系 (減圧後)



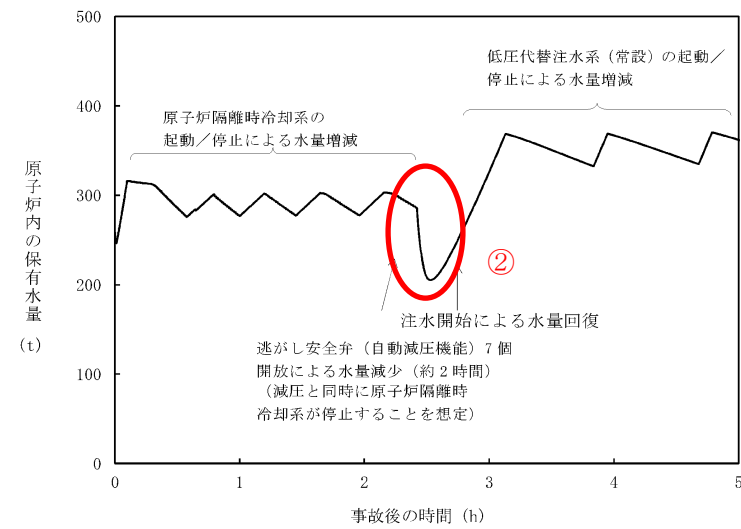
第2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



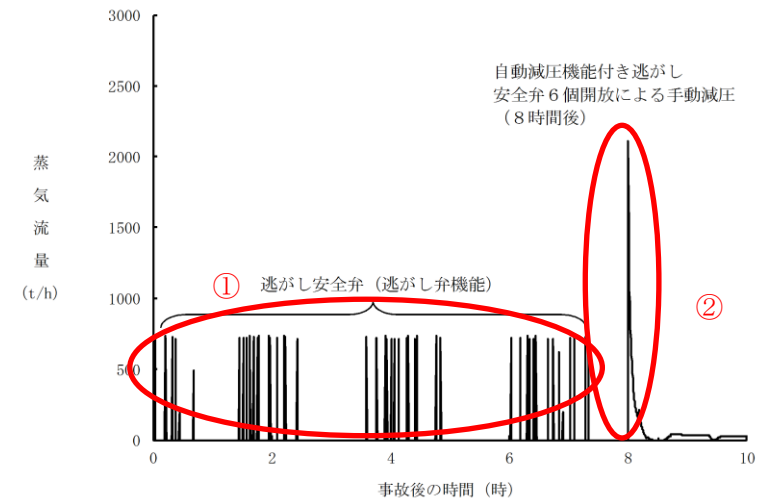
第2.4.2.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



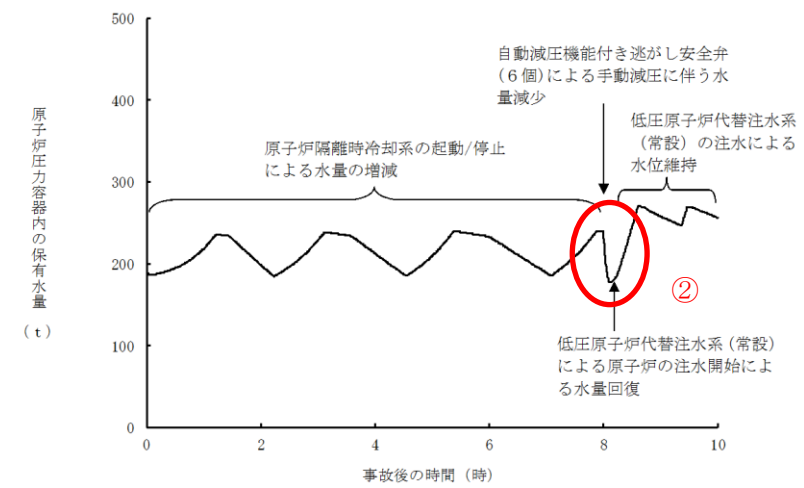
第2.4.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第2.4.2-9 図 原子炉压力容器内保有水量の推移

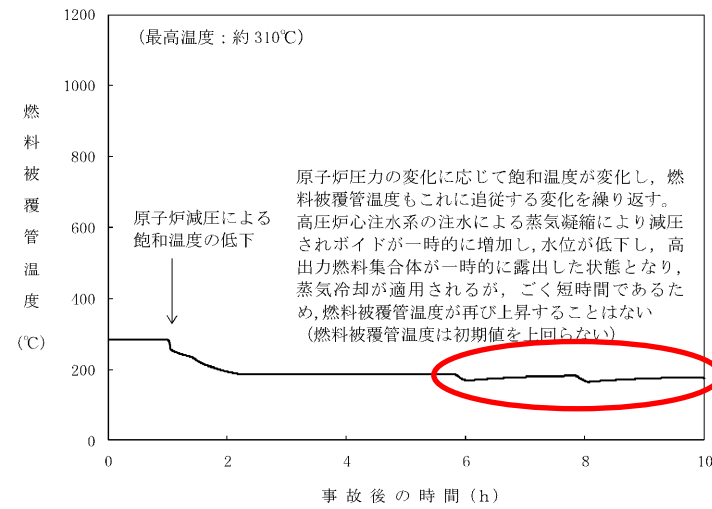


第2.4.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

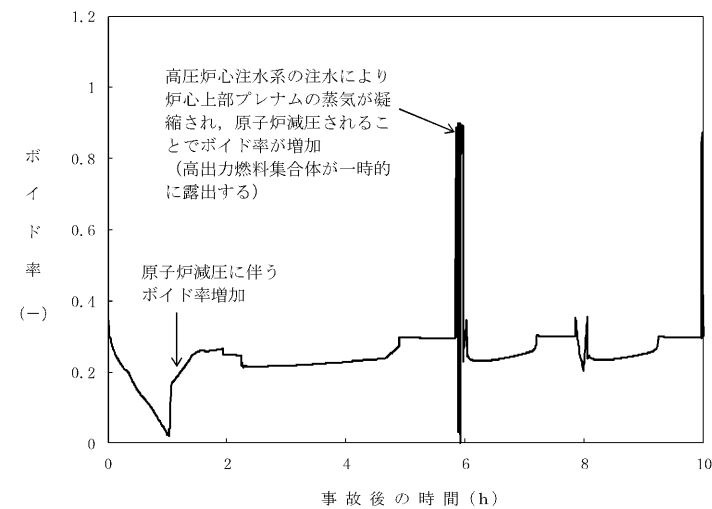


第2.4.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

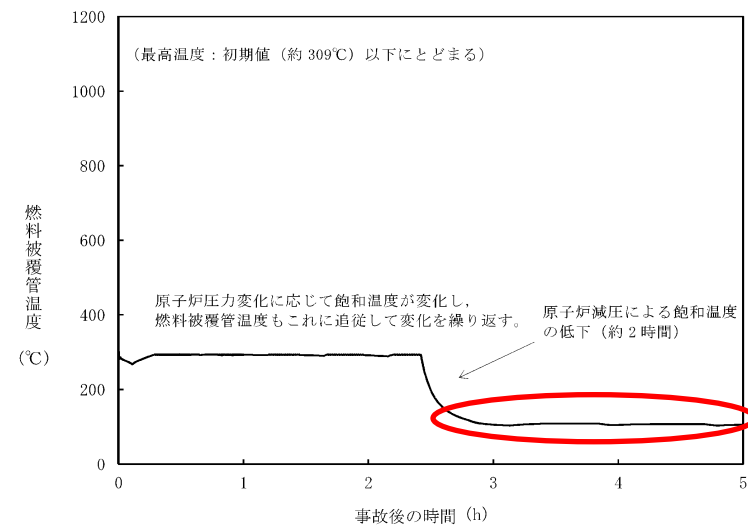
・解析結果の相違
【柏崎6/7】
 ①東海第二及び島根2号炉は、事象発生早期に原子炉水位がL2に到達した時点でMSIV閉となり、SRVにより原子炉圧力が制御される。
【柏崎6/7、東海第二】
 ②原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量及び原子炉圧力容器保有水量の相違。



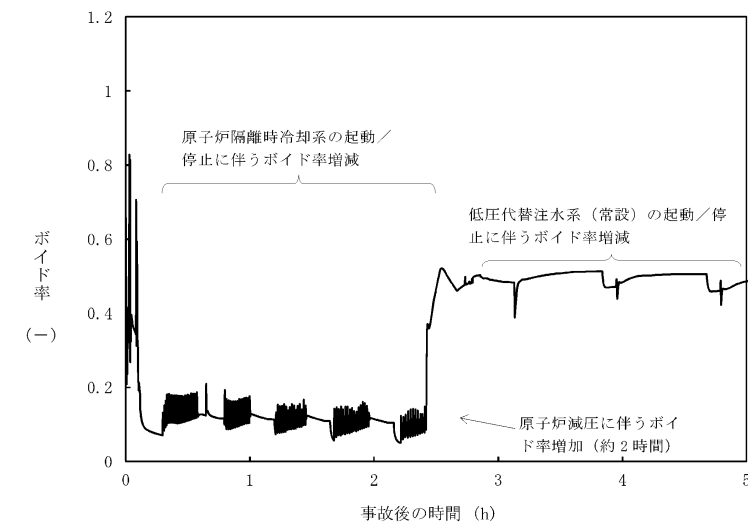
第 2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



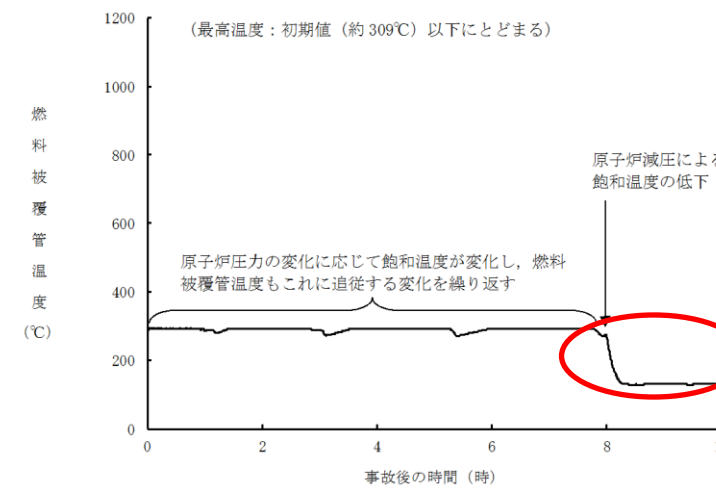
第 2.4.2.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



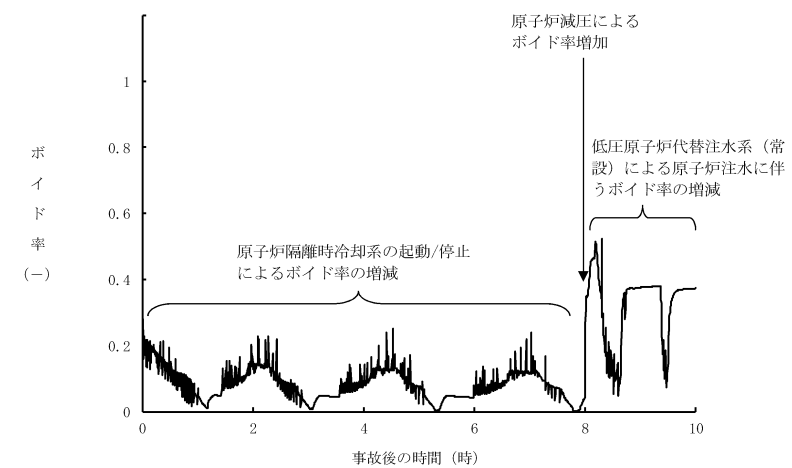
第 2.4.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.4.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

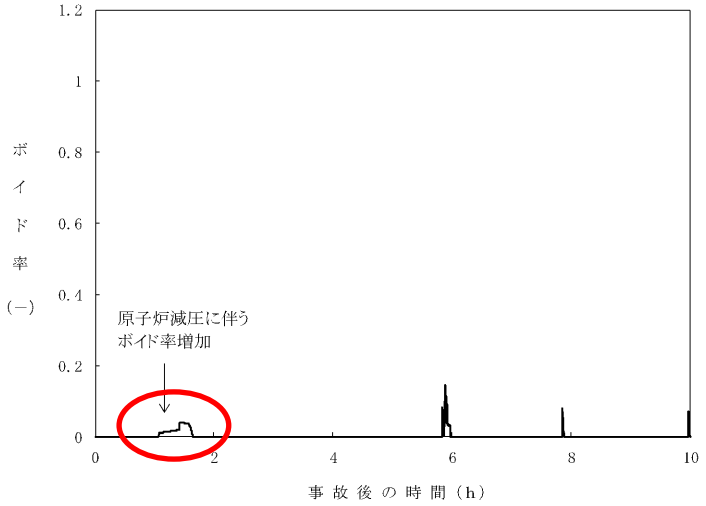
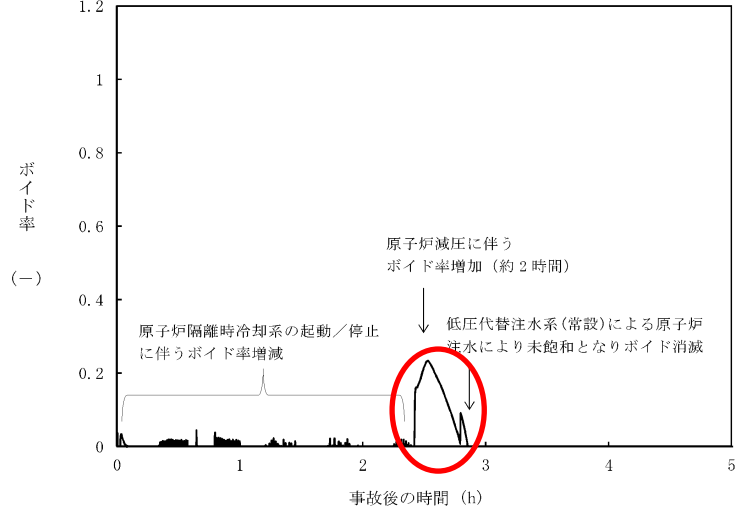
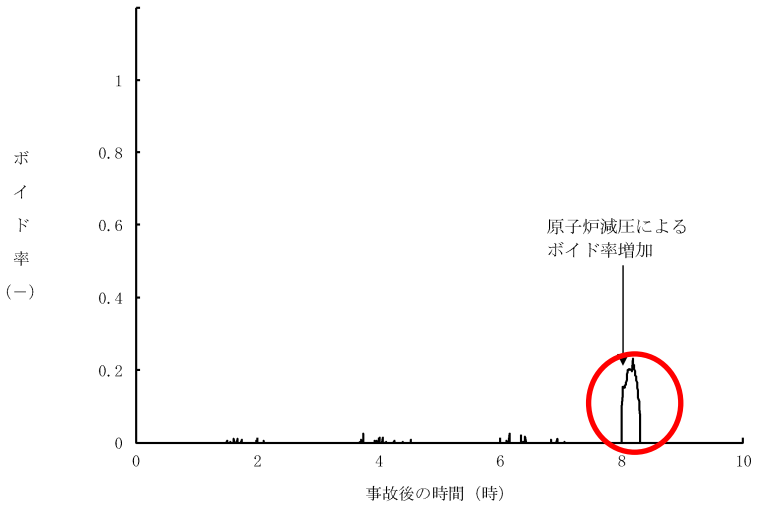


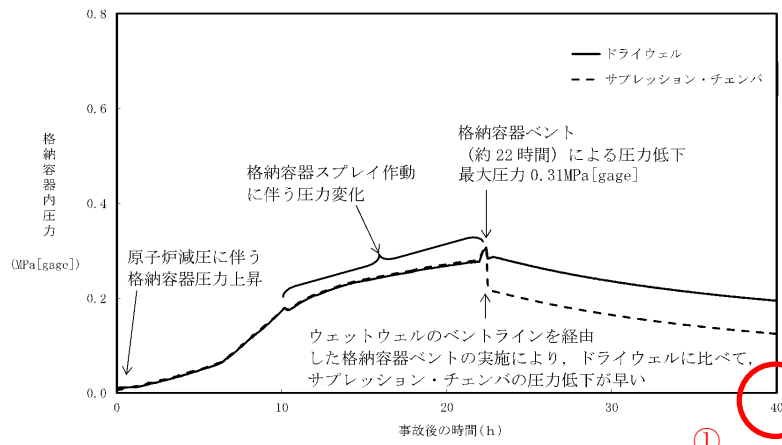
第 2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



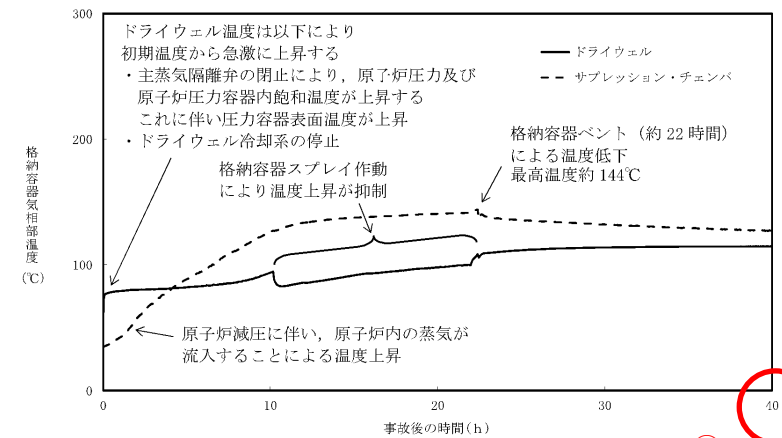
第 2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
東海第二及び島根 2号炉は、原子炉減圧後、低圧代替注水による原子炉注水を実施することから、柏崎 6/7 の挙動とはならない。

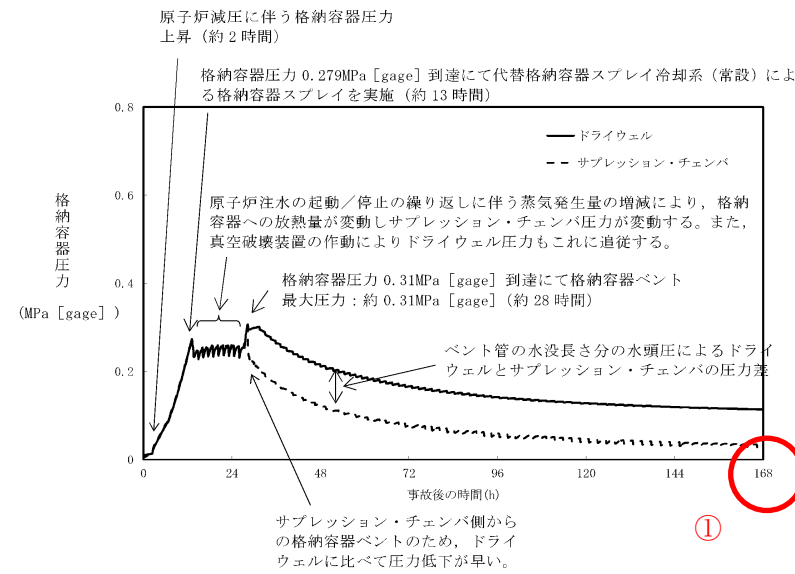
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加</p>	 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (約2時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動/停止に伴うボイド率増減</p> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により未飽和となりボイド消滅</p>	 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (時)</p> <p>原子炉減圧によるボイド率増加</p>	<p>・ 解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>原子炉減圧に使用する弁数の違いによるボイド率増加量の相違。</p>
<p>第 2.4.2.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第 2.4.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第 2.4.2.2-1(9)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	



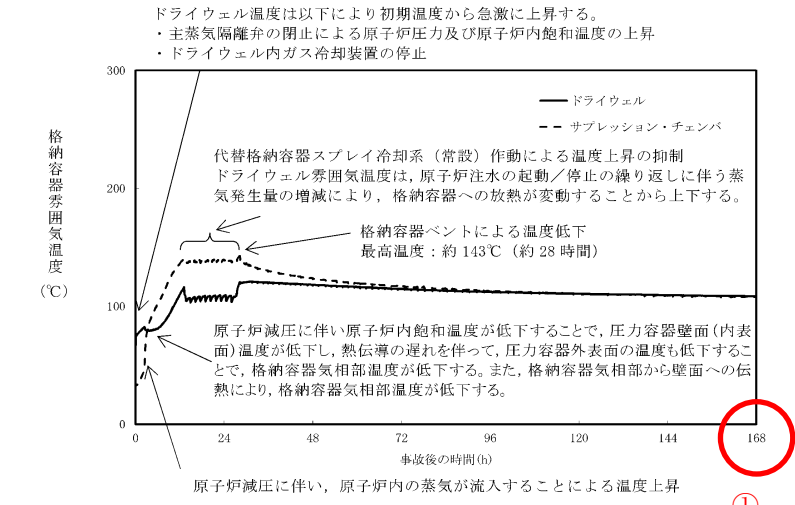
第2.4.2.15 図 格納容器圧力の推移



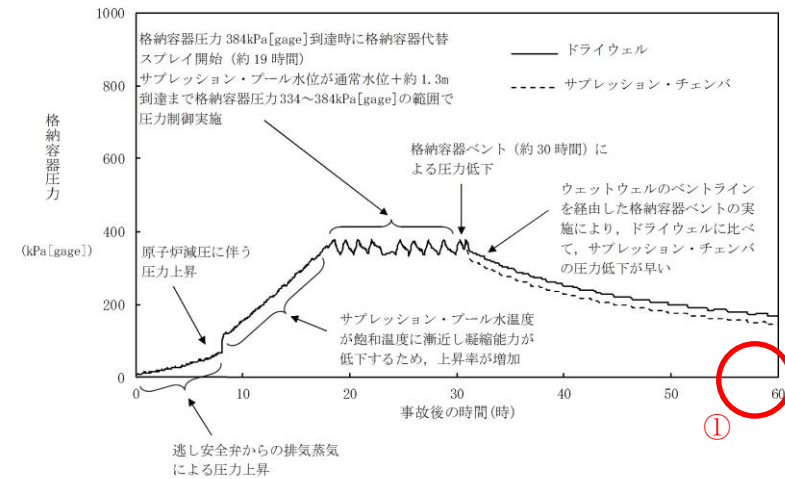
第2.4.2.16 図 格納容器気相部温度の推移



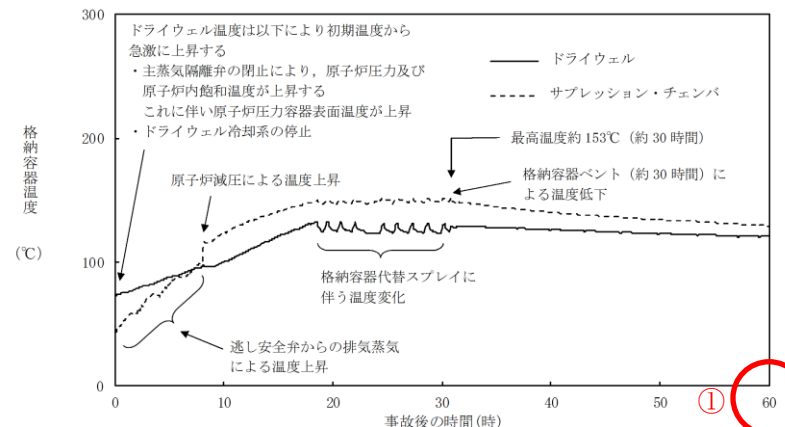
第2.4.2-13 図 格納容器圧力の推移



第2.4.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移

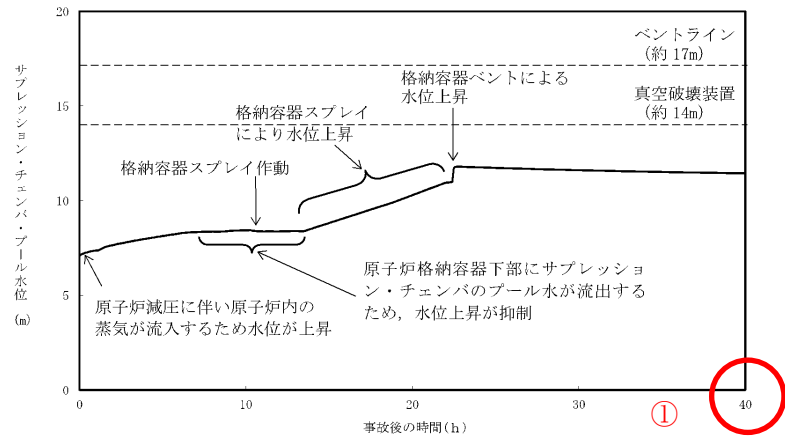


第2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移

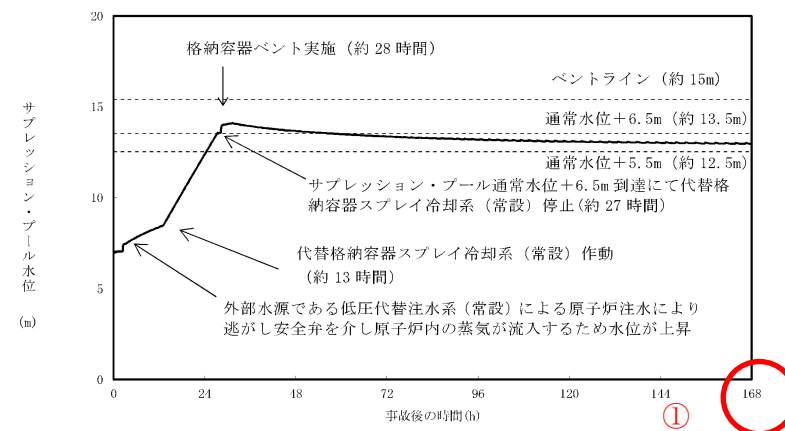


第2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

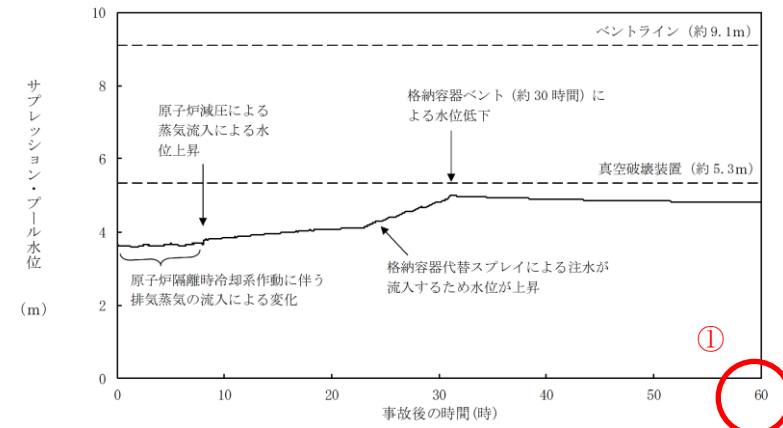
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



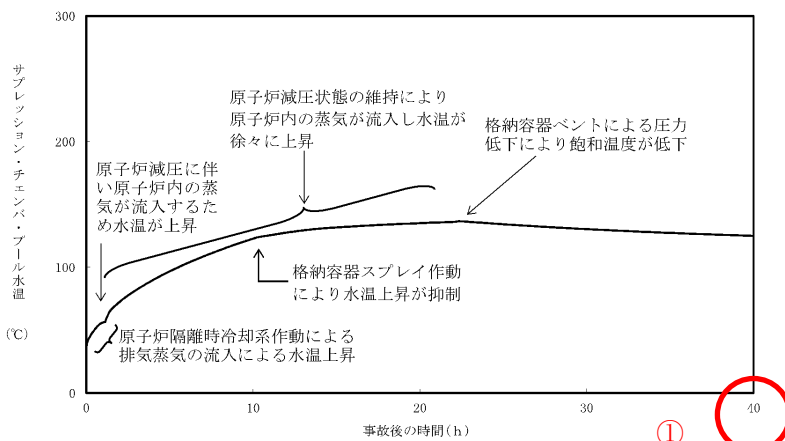
第2.4.2.17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



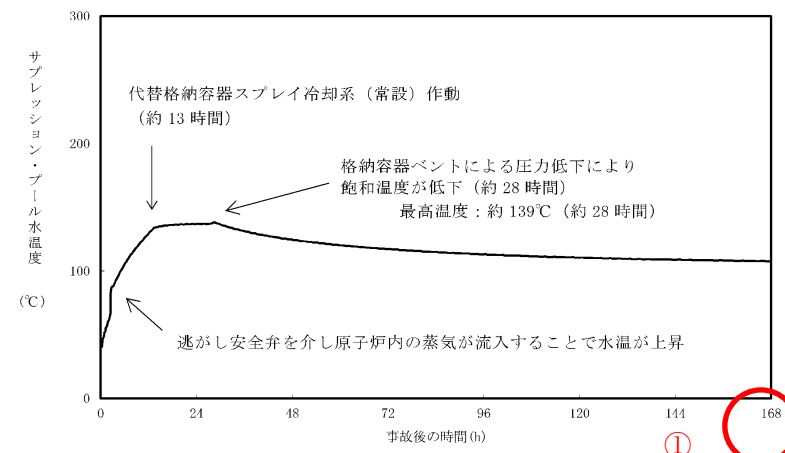
第2.4.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移



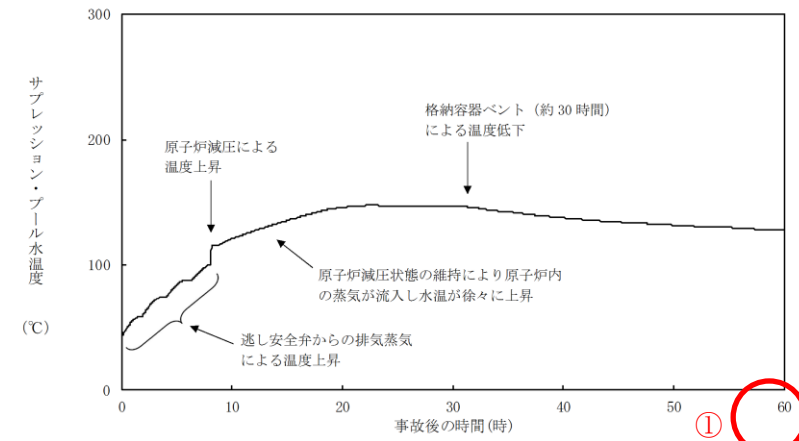
第2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.4.2.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第2.4.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



第2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

第 2.4.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 2) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 低圧貯留槽	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉水位 (SA) 低圧貯留槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 低圧貯留槽	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 低圧代替注水系系統流量 低圧貯留槽水位 (SA)
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プールの水温が上昇する。残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水温上昇を抑制するための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッション・チェンバ・プール水温
逃がし安全弁による原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プールの水温が上昇する。逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル 1.3) により高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 可動型代替注水泵 (A-2 機) タンクローリー (1HL)	原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 原子炉水位 (SA) 低圧貯留槽水位 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) による原子炉隔離時冷却	格納容器圧力が 0.1MPa(Geop) 到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) により原子炉隔離時冷却系を復元する。	低圧貯留槽 格納容器	格納容器内圧力 (D/P) 格納容器内圧力 (D/P) サブプレッション・チェンバ・プール水位 (D/P) 格納容器内圧力放射線レベル (S/C) 格納容器内圧力放射線レベル (S/C) フィルタ 減圧水位
格納容器圧力逃がし装置による原子炉隔離時冷却	格納容器圧力が 0.31MPa(Geop) 到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による原子炉隔離時冷却系を復元する。	格納容器圧力逃がし装置 加圧強化ベント系	フィルタ 減圧入口圧力 フィルタ 減圧出口放射線モニタ フィルタ 減圧金属フィルタ差圧

①

【 1 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (1/3)

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	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* 高圧炉心スプレッド冷却系* サブプレッション・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* 高圧炉心スプレッド冷却系系統流量* サブプレッション・プール水温度 残留熱除去系ポンプ吐出圧力* サブプレッション・プール水温度
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・プールの水温が上昇するため、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。	-	-	-
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)*	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*

① *

既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について (1/3)

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	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】	-	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 2) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブプレッション・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) 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・プールの水温が上昇するため、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却モード) 運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	-	-	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッション・プール水温度 (SA)
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系 (常設) を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個による自動減圧を行う。	常設代替注電源設備 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 サブプレッション・プール水温度 (SA)

①

【 1 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。
・記載表現の相違
【東海第二】
①島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対処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2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時(残留熱除去系が故障した場合)における重大事故等対策について(2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型代替注水中型ポンプタンクローリ	計装設備
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系(常設)の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設低圧代替注水ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプタンクローリ	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 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)* 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が0.245MPa [gage]に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サブレンジン・チェンバ* -	-	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* ドラウエル圧力 サブレンジン・チェンバ圧力 サブレンジン・プールの水温度 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(燃料域)* 原子炉水位(燃料域)* 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

① * 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 ② : 有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型代替注水中型ポンプタンクローリ	計装設備
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系(常設)の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 低圧原子炉代替注水系(常設) 低圧原子炉代替注水貯槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 代替注水流量(常設) 低圧原子炉代替注水貯槽水位
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa [gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系(可搬型)により原子炉格納容器冷却を実施する。 又はサブレンジン・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ	ドラウエル圧力(SA) サブレンジン・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブレンジン・プールの水位(SA)

① 【】: 重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (3/3)

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	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合, 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により格納容器冷却を実施する。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (常設ライオン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライオン用) 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合, 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化バベント系	-	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

①

*

既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について (3/3)

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
格納容器フィルタバベント系による原子炉格納容器除熱	サブレーション・プール水位が通常水位+約 1.3 mに到達した場合, 格納容器フィルタバベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタバベント系	-
		常設設備	計装設備
		ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバ圧力 (SA) サブレーション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブレーション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第 1 バベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバ圧力 (SA) サブレーション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブレーション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第 1 バベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

①

【】: 重大事故等対処設備 (設計基準値拡張)

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
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	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0 kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	③ ドライウエル内各種の設計値 (定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 (ウェットウエル)	空腔部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	③ ウェットウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッジョン・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッジョン・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

初期条件

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
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 (压力容器ドーム部)	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+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空腔部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限値として設定)

初期条件

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
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+83cm)	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
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱力学的特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包摂されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包摂されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空腔部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	③ サブプレッジョン・チェンバ内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定
サブプレッジョン・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

初期条件

- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
- 【東海第二】
- ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。
- ③柏崎6/7及び島根2号炉は、格納容器容積 (サブプレッジョン・チェンバ) 及びサブプレッジョン・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限値を設定。
- ④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	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、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/6)

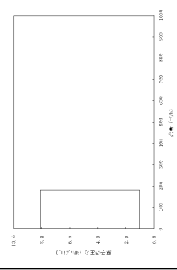
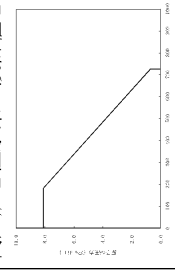
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3. 45kPa (ドライウェル・サブレーション・チェンバール間差圧) ③
	サブレーション・プール水位	6. 983m (通常運転範囲の下限値)
	サブレーション・プール水温度	32℃
	格納容器圧力	5kPa [gage]
事故条件	格納容器雰囲気温度	57℃ ④
	外部水源の水温	35℃
	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失
外部電源	外部電源あり	外部電源あり

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57℃ ④
	外部水源の温度	35℃
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動
	原子炉隔離時冷却系	91m ³ /h (8. 21~0. 7MPa [dif]において) にて注水
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定

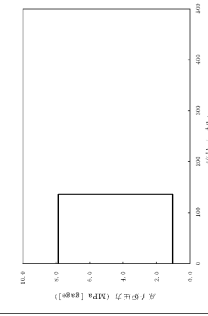
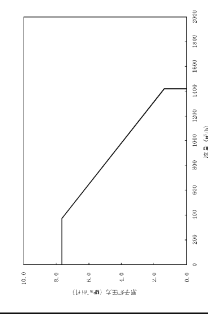
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル3) で4台、原子炉水位低 (レベル2) で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif] において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 

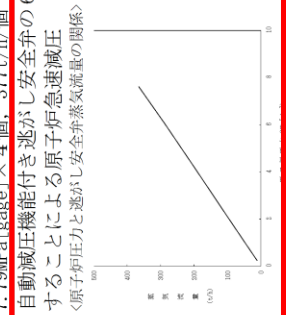
重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
A T W S緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で2台全てがトリップ	A T W S緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインターロックとして設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dif] において) (最大1,419m ³ /h) にて注水	高圧炉心スプレイ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2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa [gage] における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント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】
⑤柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/5)

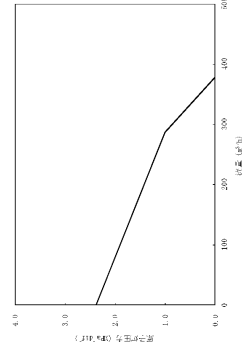
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 ⑤	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個 を開することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流 量の関係＞ 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として 設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び 原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器圧力逃がし装置等	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレ イ 格納容器圧力が0.62MPa [gage]における 最大排出流量 31.6kg/s に対して、 原子炉格納容器二次隔離弁の中間開 操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格 納容器除熱

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 ⑤	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開するこ とによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の 関係＞ 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関 係から設定
	重大事故等対策に関連する機器条件	

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	 <p>常設低圧代替注水系 ポンプ2台による注水特性</p>
	格納容器圧力逃がし装置等	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サブレーション・チェンバ・プールの水温 49℃到達時
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	サブレーション・プールの水温 65℃到達時
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作	事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後, 注水開始
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m 到達から 10 分後

・解析条件の相違
【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2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p><u>逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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><u>格納容器安定状態</u>：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>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。<u>サブプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き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。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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><u>原子炉格納容器安定状態</u>：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>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き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。</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（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</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>島根 2号炉は，高圧炉心スプレイ系自動起動水位まで低下しない。</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</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> 炉心冷却を継続し、事象発生から約22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等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、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量約4.9×10^{-2}mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。</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、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1)</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、敷地境界における実効線量は、サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果約6.2×10^{-1}mSv以下となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>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】 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、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</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> 炉心冷却を継続し、事象発生から約30 時間後に格納容器フィルタベント系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となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約1.7×10^{-2}mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。</p> <p>また、重大事故対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去去機喪失（残留熱除去系が故障した場合））

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

（崩壊熱除去去機喪失（残留熱除去系が故障した場合））

Table with 4 columns: 分類, 重要現象, 解析モデル, 不確かさ. It details the impact of various phenomena like fuel temperature rise and core heat transfer on the analysis model and uncertainty.

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去去機喪失（残留熱除去系が故障した場合））

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

Main table for the first page of the impact assessment. Columns include 分類 (Classification), 重要現象 (Important Phenomena), 解析モデル (Analysis Model), 不確かさ (Uncertainty), 運転員等操作時間に与える影響 (Impact on Operator Action Time), and 評価項目となるパラメータに与える影響 (Impact on Evaluation Parameters).

東海第二発電所 (2018.9.12 版)

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去去機喪失（残留熱除去系が故障した場合））

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

（崩壊熱除去去機喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/2）

Main table for the second page of the impact assessment. Columns include 分類 (Classification), 重要現象 (Important Phenomena), 解析モデル (Analysis Model), 不確かさ (Uncertainty), 運転員等操作時間に与える影響 (Impact on Operator Action Time), and 評価項目となるパラメータに与える影響 (Impact on Evaluation Parameters).

島根原子力発電所 2号炉

備考

- 相違理由は本文参照。

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

分類	重要現象	解析モデル	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
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化・気液分離(水・気液分離)・対向流・三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの気動解析において、二相流体変化は、燃料被覆管には注水・気液分離成分が得られている。気動解析結果と同等の注水による燃料被覆管温度(最高燃料被覆管温度)は同等である。不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力容器の流動において、TBL-IIIでは、予測する傾向を見込んでおり、解析上、低圧注水系の起動タイムラグを捉え、可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が認められた理由は、水面上に露出した上部支持格納等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、FIST-IIIの放射冷却モデルに蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いている本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイムラグに特段の差を生じしうる可能性はないと考慮される。	運転員等はシミュレーション(原子炉水位)に基づく条件であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	有効性評価解析では原子炉水位がおおむね燃料被覆管原位置を下回ることから、燃料被覆管の近辺に注水が得られる。また、燃料被覆管の近辺に注水が得られることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
		二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シミュレーション)に関する不確かさを取り扱う。シミュレーション及び運転員等操作のどちらに対しても二相流体の流動モデルの妥当性を有無を判断できず、質量及び体積のバランスだけで定まるコアラスタス水位が確保されないと考えられる。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シミュレーション)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器	冷却材放出(臨界流・蒸気)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの気動解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに固く特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECS注水(給水系・代替注水を含む。)	原子炉注水システム	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を適用しており、実験設備仕様に對して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))(2/2)

分類	重要現象	解析モデル	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
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化・気液分離(水・気液分離)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シミュレーション)に関する不確かさを取り扱う。シミュレーション及び運転員等操作のどちらに対しても二相流体の流動モデルの妥当性を有無を判断できず、質量及び体積のバランスだけで定まるコアラスタス水位が確保されないと考えられる。特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉水位(減圧後速やかに低圧注水に低下する)が早い場合であっても、これから操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないこと、運転員等操作時間に与える影響は小さい。水位低下発動の場合においては操作に与える時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シミュレーションで評価されることから不確かさは小さい。	シミュレーションで設定された注水流量が放出されるように入力して設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す。臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグ及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・蒸気)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに固く特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動の影響は小さく、運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力して設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す。臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグ及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
ECS注水(給水系・代替注水を含む。)	原子炉注水システム	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を適用しており、実験設備仕様に對して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」となるパラメータに与える影響」にて確認。	

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	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	-	-
安全機能の喪失に対する仮定	崩壊除去機能喪失	-	残留熱除去系の機能による崩壊熱除去機能の喪失を設定	-	-
外部電源	外部電源あり	-	外部電源がある場合、事象発生と同時に自循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低下(レベル3)による原子炉スラフアップまでは原子炉出力が強く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に自循環ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように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及び設計時電源設備により電源が供給され、また、炉心冷却代替注水系(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に自循環ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように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及び設計時電源設備により電源が供給され、また、炉心冷却代替注水系(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
原子炉スタックA41号	原子炉水位低(レベル3)41号(澄れ時間1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)41号(澄れ時間1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。
ATWS緩和設備(代替自循環ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下(レベル2)15分で3台全てがトリップ 安全弁機能 (原子炉圧力制御時) 7.79MPa[case]~8.31MPa[case] 335.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	原子炉水位異常低下(レベル2)15分で2台全てがトリップ 安全弁機能 (原子炉圧力制御時) 7.79MPa[case]~8.31MPa[case] 335.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	ATWS緩和設備(代替自循環ポンプトリップ機能)のインテグレーションとして設定 連がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。
過がし安全弁	(原子炉)手動減圧装置 連がし安全弁(自動減圧機能)7割を開放することによる原子炉減圧	(原子炉)手動減圧装置 連がし安全弁(自動減圧機能)7割を開放することによる原子炉減圧	過がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。

第2表 解析条件を最悪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 (5/6)

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	最悪条件			
重要かつ故障等発生時に運転員等が操作する機器等	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水	設計値を設定 原子炉降圧時冷却系は、タービン回転制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に影響はなく、運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧炉心スプレイス	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dH]において) (最大 1,419m ³ /h)にて注水	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dH]において) (最大 1,419m ³ /h)にて注水	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)、原子炉水位の回復は早くなる。注水後の機件として短時間維持可能な注水量に制約するが、注水後の流量調整操作があることから、運転員等操作時間には与える影響はない。

第2表 解析条件を最悪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を与える影響(6/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最悪条件			
低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水平常時) ・注水流速： 0m ³ /h～378m ³ /h ・注水圧力： 0MPa(dif)～ 2.38MPa(dif)	(原子炉注水平常時) ・注水流速： 0m ³ /h～378m ³ /h ・注水圧力： 0MPa(dif)～ 2.38MPa(dif)	設計値に注入配管の流路仕組を考慮した値として設定	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)、原子炉水位の回復は早くなる。従来後の機件として注水維持可能な注水量に制限するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
代替格納容器スプレ イ常設系(常設)	(原子炉注水と格納 容器スプレイ併用時) ・注水流速： 230m ³ /h	(原子炉注水と格納 容器スプレイ併用時) ・注水流速： 230m ³ /h 以上	設計に基づき、併用時の注入圧力 系統圧損を考慮しても確保可能な 流量を設定	最悪条件とした場合、サブプレッシャ・プールの水位の上昇が緩和されることから、サブプレッシャ・プールの水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最悪条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ常設系(常設)の停止後に格納容器高圧使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力逃がし 装置等	排気流量： 13.4kg/s (格納容器圧力 0.31MPa(gage) において)	排気流量： 13.4kg/s (格納容器圧力 0.31MPa(gage) において)	格納容器常設開気温度及び圧力抑制 に必要なスプレイ流量を考慮し、設 定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び蒸気 温度上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わ りはないことから、運転員等操作時間に与える影響はな い。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び蒸気 温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器高圧使用 圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等 操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格 納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となる パラメータに与える影響はない。

重大
事象
発生
時
の
最
悪
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 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/3)

項目	操作条件 (運転条件) の不適切さ 解析上の操作時間	操作の不確かさ要因	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
項目	操作条件 (運転条件) の不適切さ 解析上の操作時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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
操作条件	【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッショングループ水温度を継続監視しており、また、速がし安全弁による原炉冷却水の操作実施後約2時間後 (サブプレッショングループ水温65℃) に到達することから、認知遅れが操作開始時間に与える影響は小さい。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 速がし安全弁による原炉冷却水の操作実施後約2時間後 (サブプレッショングループ水温65℃) に到達することから、認知遅れが操作開始時間に与える影響は小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作有無 【操作の確実さ】 操作の確実さは、運転員が操作開始時間に入る影響は低い。 【他の並列操作有無】 他の並列操作有無	操作の不確かさ要因 操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 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 操作時間余裕	訓練実績等 訓練実績等

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 (1/4)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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
項目	解析上の操作開始条件 操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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
操作条件	サブプレッショングループ水温65℃到達時	操作条件 (運転条件) の不適切さ 解析上の操作時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 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 操作時間余裕	訓練実績等 訓練実績等

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 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/3)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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
項目	解析上の操作開始条件 操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 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 操作時間余裕	訓練実績等 訓練実績等
操作条件	安全弁による原炉冷却水の操作実施後約8時間後 (サブプレッショングループ水温65℃) に到達することから、認知遅れが操作開始時間に与える影響は小さい。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 速がし安全弁による原炉冷却水の操作実施後約8時間後 (サブプレッショングループ水温65℃) に到達することから、認知遅れが操作開始時間に与える影響は小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作有無 【操作の確実さ】 操作の確実さは、運転員が操作開始時間に入る影響は低い。 【他の並列操作有無】 他の並列操作有無	操作の不確かさ要因 操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 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 操作時間余裕	訓練実績等 訓練実績等	

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間
格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失
格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

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 (3/4)

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間
格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失
格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失

東海第二発電所 (2018.9.12版)

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間
格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失
格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失	格納容器圧力低下し、廃熱除去機能喪失

島根原子力発電所 2号炉

備考

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 (4/4)

項目	解折上の操作開始条件	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	評価基礎等
操作条件	代替淡水貯槽への補給操作	代替淡水貯槽への補給は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分で実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水ポンプへの燃料給油操作	可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水ポンプの燃料枯渇までには約310分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分及び可搬型代替注水ポンプへの燃料20分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分で実施可能なことを確認した。

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>添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>○水源 復水貯蔵槽水量：約1,700m³ 淡水貯水池：約18,000m³</p> <p>○水使用パターン ①原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水による原子炉注水 事象発生後に原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水により注水する。 ②代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による代替原子炉格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ冷却系 (140m³/h)。 ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送 事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ (A-2機) 4台を用いて130m³/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。</p> <p>○時間評価 (右上図) 事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約6,200m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約12,400m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>1. 水源に関する評価</p> <p>① 淡水源 (有効水量)</p> <ul style="list-style-type: none"> 代替淡水貯槽：約4,300m³ 西側淡水貯水設備：約4,300m³ <p>2. 水使用パターン</p> <p>① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 サプレッション・プール水温度が65℃に到達する事象発生約2時間後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。 炉心冠水後は、原子炉水位高 (レベル8) 設定点から原子炉水位低 (レベル3) 設定点の範囲で注水する。</p> <p>② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却 格納容器圧力が0.279 MP a [gage]に到達する事象発生約13時間後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。 サプレッション・プール水位が通常水位+6.5 mに到達後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。</p> <p>③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。</p>	<p>添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水槽：約740m³ 輪谷貯水槽 (西1/西2) ※：約7,000m³ (約3,500m³×2) ※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源 (措置)</p> <p>○水使用パターン ①低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水 事象発生8時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで最大流量 (250m³/h) で注水する。 炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ②輪谷貯水槽 (西1/西2) から低圧原子炉代替注水槽への移送 事象発生8時間後から大量送水車を用いて120m³/hで低圧原子炉代替注水槽へ移送する。 ③格納容器代替注水系 (可搬型) による格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ冷却系 (140m³/h)。 事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価 (右上図) 事象発生8時間後まではサプレッション・チェンバのプール水を水源とした原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生19時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約3,600m³必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽 (西1/西2) に約7,000m³の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水を想定。 評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。

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
	<p>3. 時間評価</p> <p>事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少しない。</p> <p>事象発生 2 時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約 300 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。</p> <div data-bbox="964 756 1676 1165" data-label="Figure"> </div> <p>第 1 図 外部水源による積算注水量 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5, 41 0m³ の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8, 600m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>		

添付資料 2.4.2.4

7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去系が故障した場合）

別号	時系列	判定
7号炉	非常用ディーゼル発電機 5台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,483L/h×24h×7日×1台=752.472L	7号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
6号炉	非常用ディーゼル発電機 3台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,483L/h×24h×7日×1台=752.472L	6号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
1号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631.544L	1号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
2号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631.544L	2号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
3号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631.544L	3号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
4号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631.544L	4号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
5号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631.544L	5号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
その他	5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源装置 1台起動、（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7日=7.560L モニタリングポスト用発電機 3台起動、 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×3台=4,658L	1～7号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。 モニタリングポスト用発電機3台の容量は約100kLであり、7日間対応可能。

※1 事故収束に必要な非常用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、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
※2 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。
※3 燃費推定に基づく値。

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

7日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

保守的に全ての設備が、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。

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755.3kL	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 (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*2 (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		
可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約6.0kL	7日間の 軽油消費量 約6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約210kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 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

※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 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。

添付資料 2.4.2.4

添付資料 2.4.2.4

7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系が故障した場合))

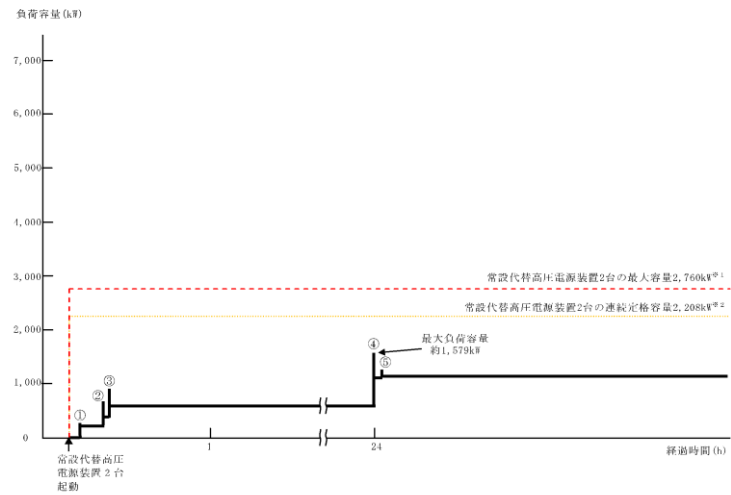
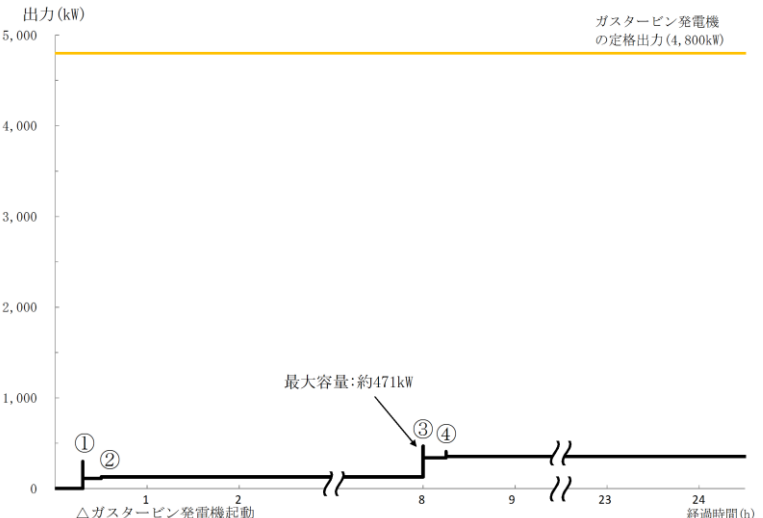
保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動*1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,618m³/h×24h×7日×2台=543.648m³	7日間の 軽油消費量 約711m³	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
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m³/h×24h×7日×1台=155.736m³		
大量送水車 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 0.0652m³/h×24h×7日×1台=10.9536m³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の 軽油消費量 約352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の 軽油消費量 約8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能

※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。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、緊急時対策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。

・評価結果の相違
【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																																																							
資料なし	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】</p> <table border="1" data-bbox="964 525 1685 735"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器名称</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の連続最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷</td> <td>約120 約97</td> <td>約245</td> <td>約217</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約702</td> <td>約407</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約892</td> <td>約597</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>緊急用海水ポンプ その他必要な負荷</td> <td>約510 約4</td> <td>約1,579</td> <td>約1,111</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>代替燃料プール冷却系ポンプ</td> <td>約30</td> <td>約1,220</td> <td>約1,141</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ</p> <p>※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量) ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)</p>	起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)	①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217	②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407	③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597	④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111	⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト 電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW</p> <table border="1" data-bbox="1736 556 2493 787"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>ガスタービン発電機付帯設備</td> <td>約111</td> <td>約300</td> <td>約111</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)</td> <td>約18</td> <td>約129</td> <td>約129</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>低圧原子炉代替注水ポンプ</td> <td>約210</td> <td>約471</td> <td>約339</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>低圧原子炉代替注水設備非常用送風機</td> <td>約15</td> <td>約409</td> <td>約354</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ</p>	起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)	①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111	②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129	③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339	④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354	<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, SA 事象を考慮して, 外部電源の喪失を想定している。 設備設計の相違 【東海第二】 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお, 柏崎6/7では必要負荷について外部電源で電源供給を行う。
起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)																																																						
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217																																																						
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407																																																						
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597																																																						
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111																																																						
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141																																																						
起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)																																																						
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111																																																						
②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129																																																						
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339																																																						
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354																																																						

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)

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、<u>高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系</u>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<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、<u>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</u>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（<u>6号及び7号炉兼任</u>）、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<u>緊急時対策本部要員</u>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、<u>12名</u>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、<u>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）</u>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、<u>災害対策要員（初動）10名</u>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、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名</u>及び運転操作対応を行うための<u>当直運転員4名</u>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<u>4名</u>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、<u>10名</u>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、<u>高圧炉心スプレイ系</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>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）</u>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<u>ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）</u>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、<u>緊急時対策要員合計11名</u>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、<u>当直長1名、当直副長1名</u>、運転操作対応を行う<u>運転員4名</u>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<u>5名</u>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、<u>11名</u>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1H)以上</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)、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（主蒸気隔離弁の誤閉止）+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（主蒸気隔離弁の誤閉止）+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>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブブラ/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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>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>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブブラ/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・プール水温度、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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>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>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブブラ/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・プール水温度</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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>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</u>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</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: center;">(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 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力</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: center;">(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> このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁</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: center;">(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 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力</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) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)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) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分</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) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位異常低下(レベル2)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。</p> <p>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) ほう酸水注入系 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>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) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)で自動起動し、<u>91m³/h(8.21~0.74MPa[dif])</u>において)の流量で給水するものとする。</p> <p>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1H)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)の流量で給水するものとする。</p> <p>(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10</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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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】 ・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】 <p>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> <ul style="list-style-type: none"> ・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】 <p>島根2号炉は、注水特性は設計値を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違

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>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から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、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</u>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。</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</u>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。</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>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</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・プール水温</u>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・プール水温</u>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コード</u>)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・プール水温</u>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<u>の約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<u>の約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】 <p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【東海第二】 <p>解析条件の相違による不確かさ影響の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・運用の相違【東海第二】 <p>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> <ul style="list-style-type: none"> ・実績値の相違【柏崎6/7, 東海第二】 <p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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、事象発生の際の約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>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、事象発生の際の約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。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>組合せ</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>組合せ</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 【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 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【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>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><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>【東海第二】 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】 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>(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<u>自動起動阻止</u>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<u>運転操作</u>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>(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<u>起動阻止</u>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<u>起動操作</u>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>(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<u>起動阻止</u>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<u>起動操作</u>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>・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>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）<u>運転操作</u>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>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<u>格納容器除熱操作</u>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>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<u>原子炉格納容器除熱操作</u>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>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>(3) 感度解析</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>・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>燃料被覆管厚さの <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: center;"><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秒後に自動減圧機能付き逃がし安全弁が自動開放する。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、自動開放した自動減圧機能付き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>自動減圧機能付き逃がし安全弁 <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>

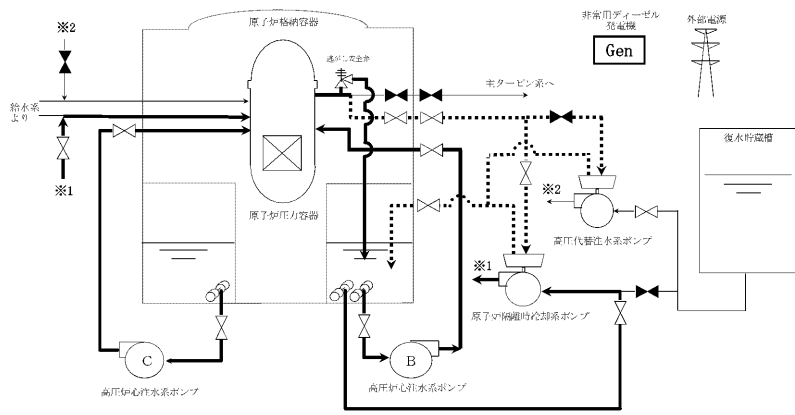
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>がし安全弁8個による減圧が開始された場合であっても、減圧開始から約160秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで、低圧注水系による原子炉注水を防止できる。</u></p> <p>ほう酸水注入系運転操作は、手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主に<u>サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操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<u>運転員、緊急時対策要員等の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<u>高圧炉心注水系</u>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</u>による電源供給については、事象発生直後からの運転を</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>緊急時対策要員の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及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉注水については、サプレッション・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、<u>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、事象発生後7日間<u>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発電機等によ</u></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>

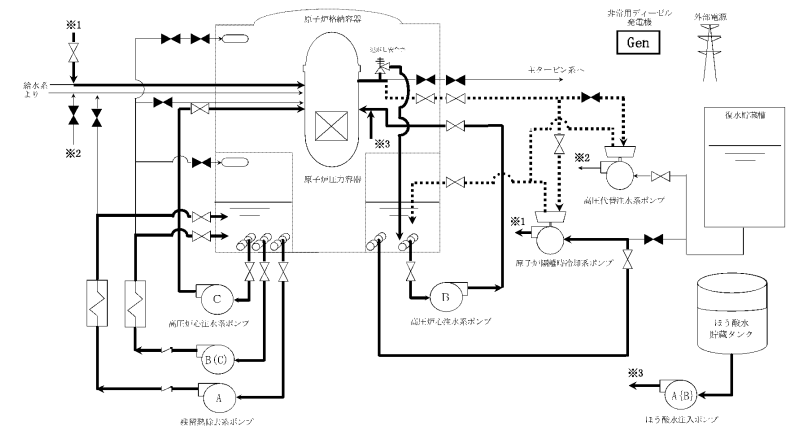
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>想定すると、7日間の運転継続に<u>合計約13kL</u>の軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,519kL)。</p> <p><u>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7日間の継続が可能である。</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<u>約70.0kL</u>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<u>約75kL</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、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た場合においても、<u>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。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>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、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<u>約8m³</u>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<u>約45m³</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、<u>緊急時対策所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。 (添付資料2.5.13)</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、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、<u>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></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（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>	

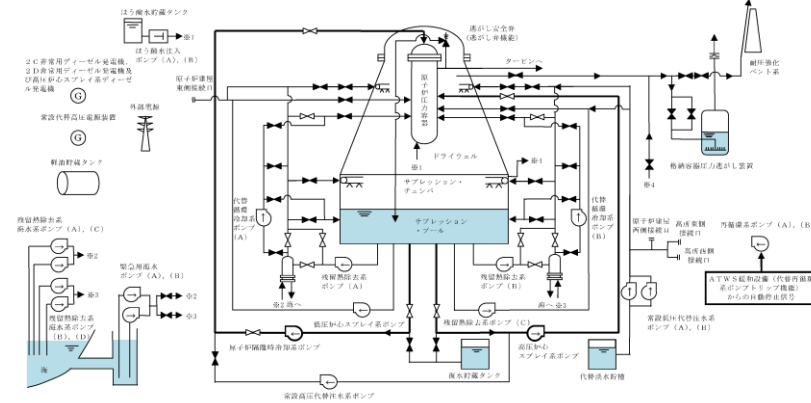
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>り、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p>(添付資料2.5.6, 2.5.7, 2.5.8, 2.5.9)</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u>による炉心流量の低減、<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系</u>による原子炉水位の維持、<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>(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>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)

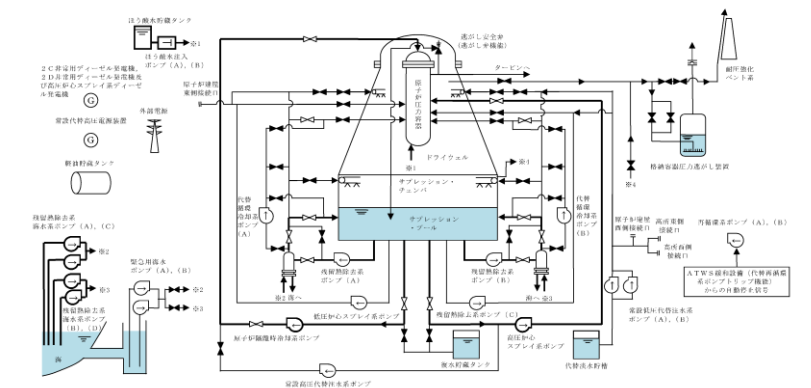


第 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



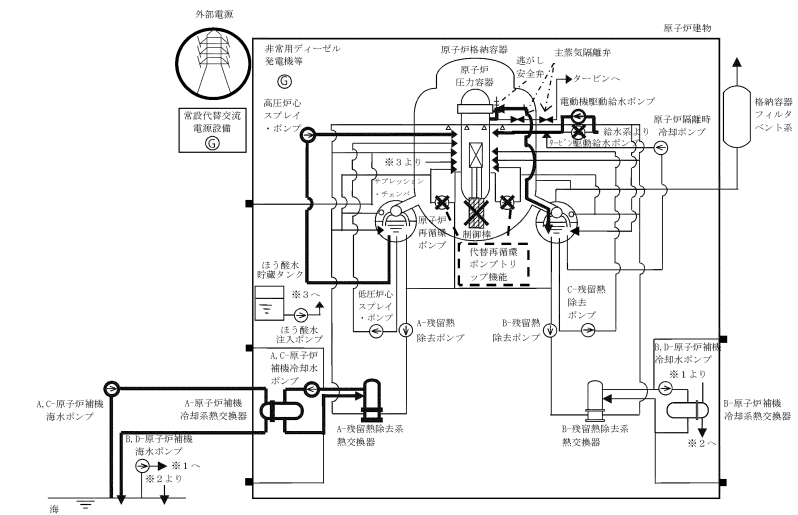
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)

(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)

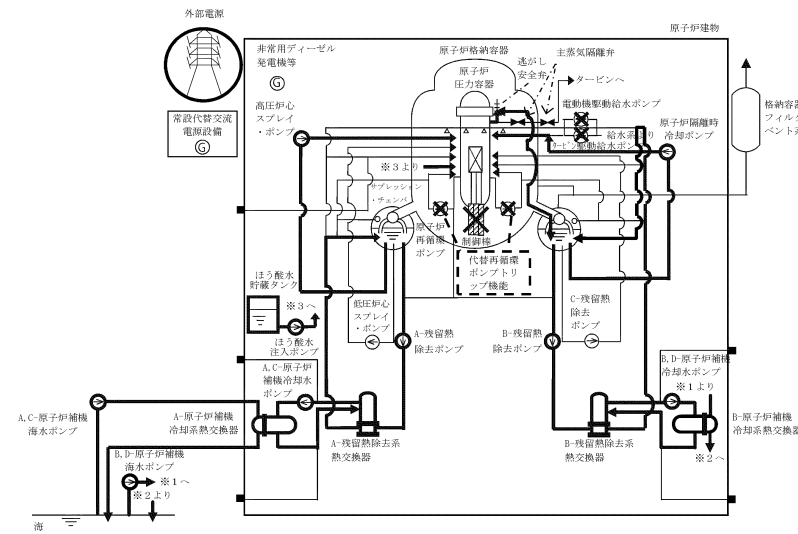


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)

(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)



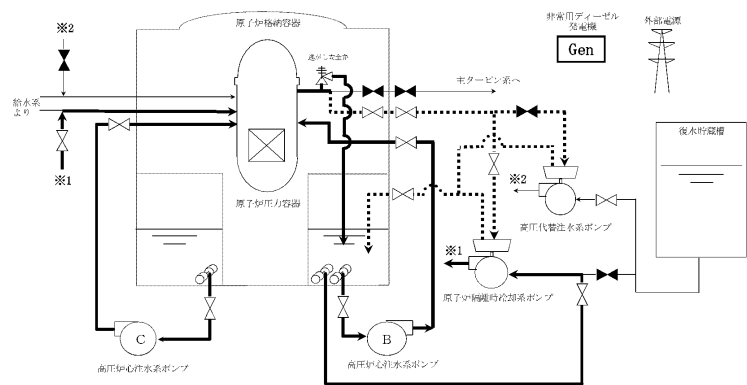
第 2.5.1-1(1) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)



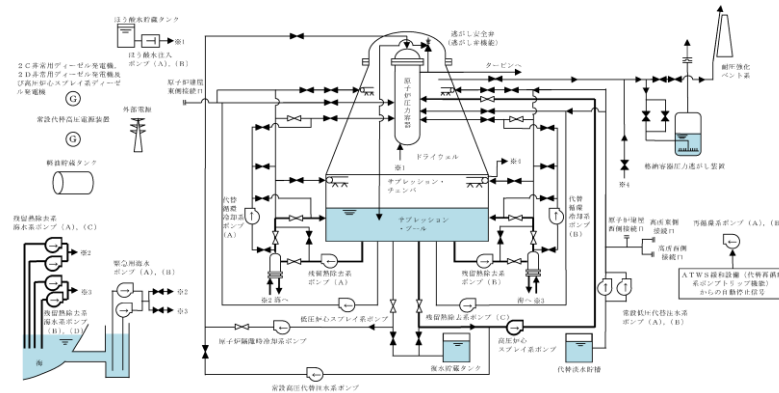
第 2.5.1-1(2) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・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】

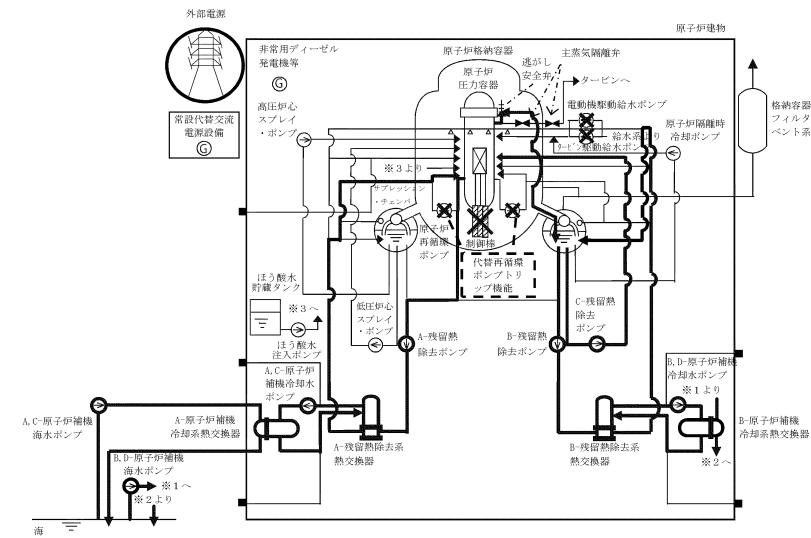


第 2.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



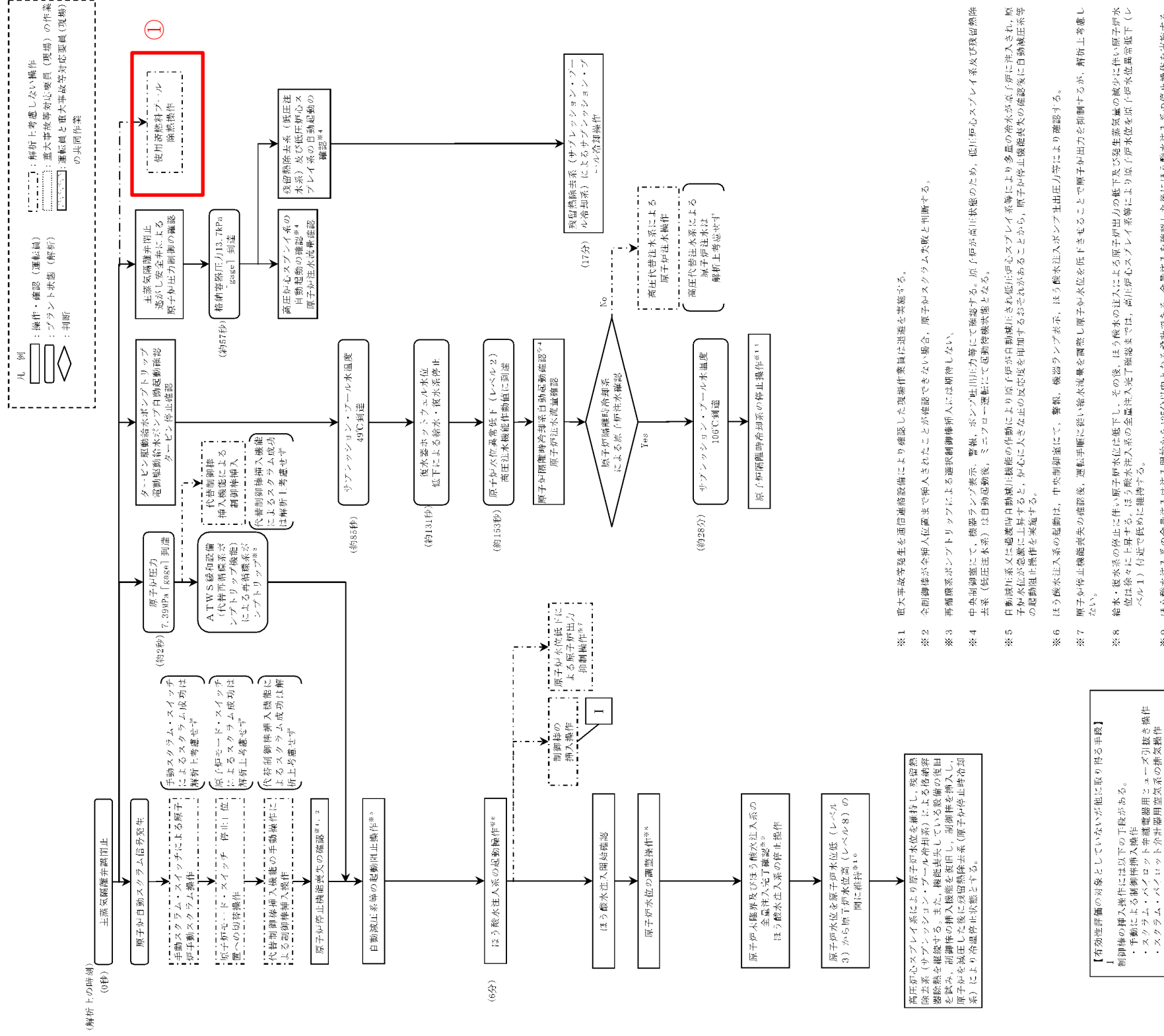
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

(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)

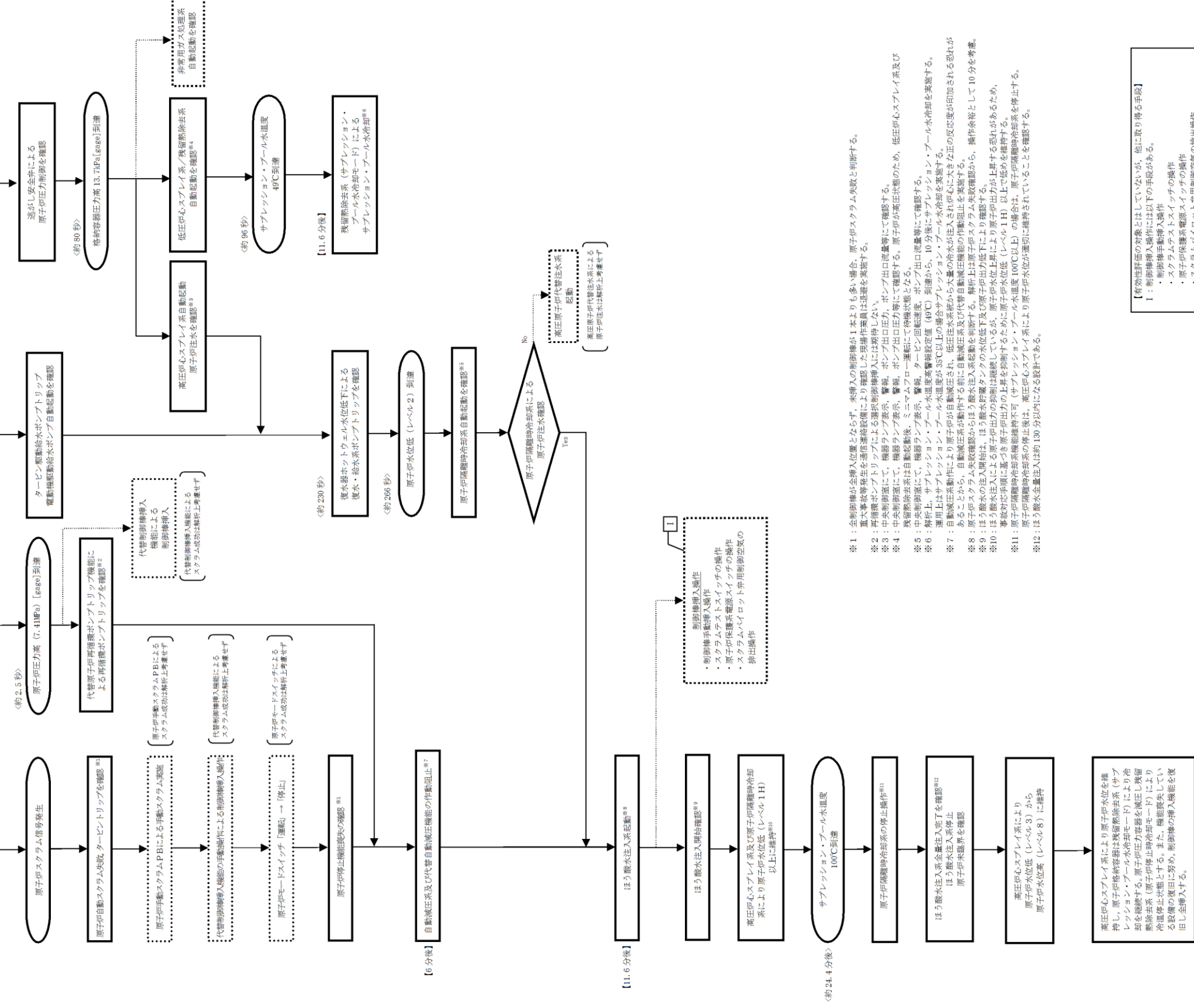


第 2.5.1-1(3) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

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。



第2.5-2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要



- ※1：全制御が全挿入位置とならず、未挿入の制御棒が1本より多い場合、原子炉システム失敗と判断する。
- ※2：重大事故等発生を通告連絡設備により確認した現場作業員は迅速を要する。
- ※3：再循環ポンプトリップによる遠隔制御挿入には期待しない。
- ※4：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため、低圧炉心スプレイス及び残留熱除去系は自動起動後、ミニマムフロー運転にて待機状態となる。
- ※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、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※6：解析上、サブプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サブプレッション・プール水冷却を要する。
- ※7：自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を要する。
- ※8：原子炉システム失敗状態からほうろく炉心スプレイスが自動減圧され、低圧炉心スプレイスから大量の冷水が注入され炉心に大きな圧の応答が期待される恐れがあることから、自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を要する。
- ※9：ほうろく炉心の注入開始は、ほうろく炉心スプレイスの水位低下及び原子炉出力低下により確認する。
- ※10：事故対応時間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）以上で低圧炉心スプレイスの作動を停止する。
- ※11：原子炉隔離冷却系停止後、高圧炉心スプレイス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：ほうろく炉心スプレイスの水位は約100分以内になる設計である。

【有効な解析の対応とはしていないが、他に取れる手段がある】

- 1：制御棒挿入操作による
- ・制御棒挿入操作
- ・スクラムシステムスプレイスの操作
- ・原子炉保護電源システムスプレイスの操作
- ・スクラムシステムスプレイスの排出操作

第2.5.1-2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

備考

・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。

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BRS「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起動 ・制御棒電線挿入操作													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。

実施箇所・必要員数				経過時間(分)		経過時間(時間)		備考
高任者	当直班員数	1人	中央監視室操作員	5	10	15	20	
操作項目	【1】は操作員氏務給してきた要員							
	主任者	当直班長	1人	中央監視室操作員				
	補佐	当直班副長	1人	運転操作員				
	担当者等	異常対応要員(指揮者等)	4人	初期での指図(緊急時内連絡)				
	当直班員(中央監視室)	当直班員(現場)	重大事故対応要員(現場)					
原子炉停止機能喪失の種別及び状況	1人 A	-	-	3分				
	1人 B	-	-	10分				
自動減圧系等の起動操作	【1人】 A	-	-	1分				
ほう気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】 A, B	-	-				16分	原子炉水位調整
残留熱除去系(サブプレッション・プール)によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-			6分		適宜実施
原子炉水位の調整操作(原子炉降圧時参照)	【1人】 A	-	-					適宜実施
原子炉水位の調整操作(高圧ほう気水スプレイ系)	【1人】 A	-	-					適宜実施
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
使用済燃料プールの燃焼操作	【1人】 A	-	-					適宜実施
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

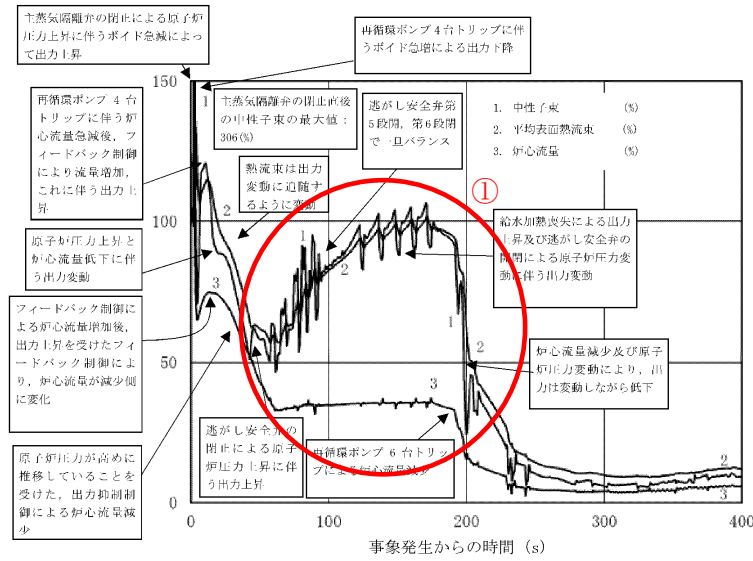
原子炉停止機能喪失

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	1人 A	—	—	—	・ 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	5分																														
					・ 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																															
					・ 代替制御挿入機能の手動操作による制御挿入操作																															
					・ 原子炉モードスイッチ「停止」による原子炉スクラム																															
自動減圧系等の起動阻止	1人 A	—	—	—	・ 再循環ポンプトリップ確認	5分																														
					・ 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																															
残留熱除去系 運転モード切替え操作	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	5分																														
					・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認																															
ほう酸水注入系 起動操作	1人 A	—	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認	3分																		解析上考慮せず												
					・ ほう酸水注入系起動																															
制御挿入操作	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(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)切替え		6分																													
					・ 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			適宜実施																												
					・ ほう酸水注入系起動			3分																												
					・ 注入状況監視																															
・ 制御挿入手動挿入操作	全制御挿入又は 1本のみ制御挿入未挿入の状態まで挿入																																			
・ スクラムテストスイッチの操作	10分																																			
・ 原子炉保護系電源スイッチの操作	6分																																			
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	1人 A	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																		解析上考慮せず												
					・ スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作		15分																													
					・ 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	11.6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(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)												
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 C,D	—	—																																

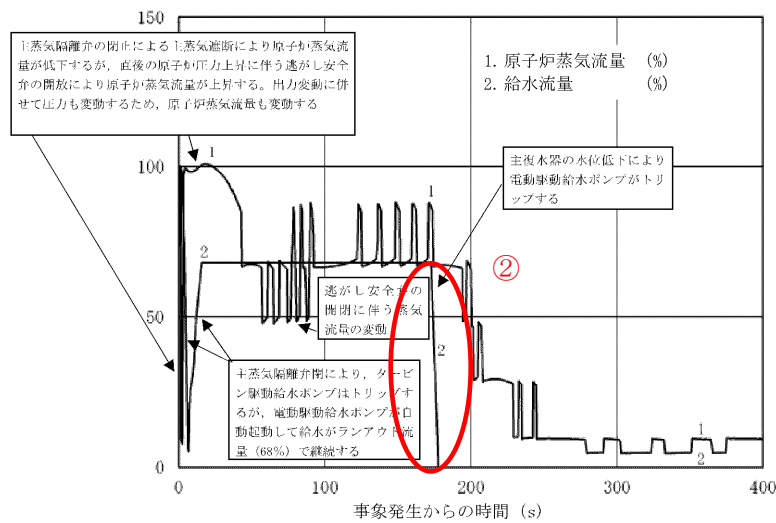
0) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

- ・ 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。

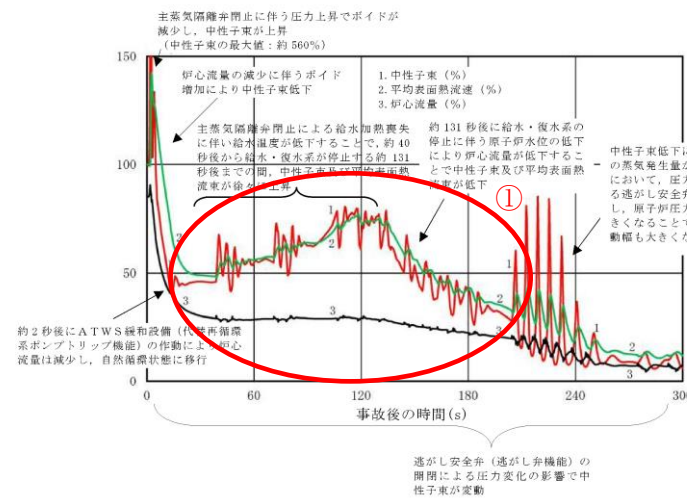
第 2.5.1-3 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間



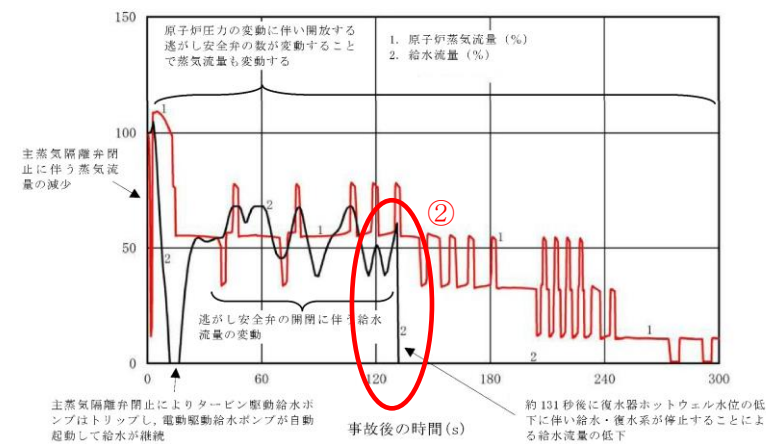
第 2.5.6 図 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



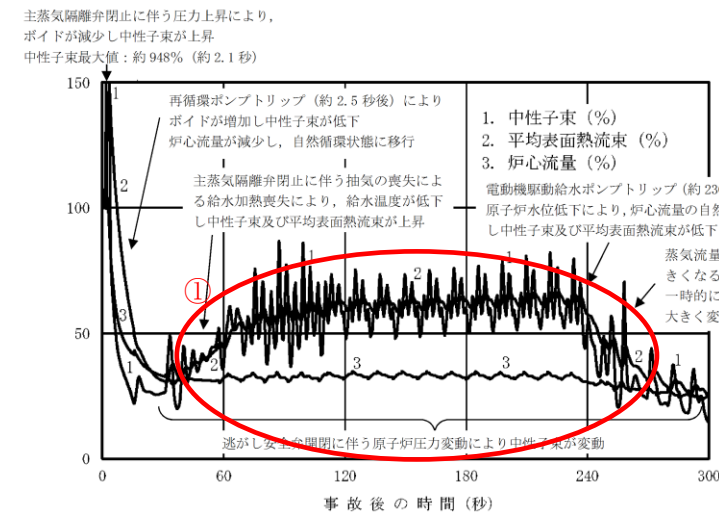
第 2.5.7 図 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



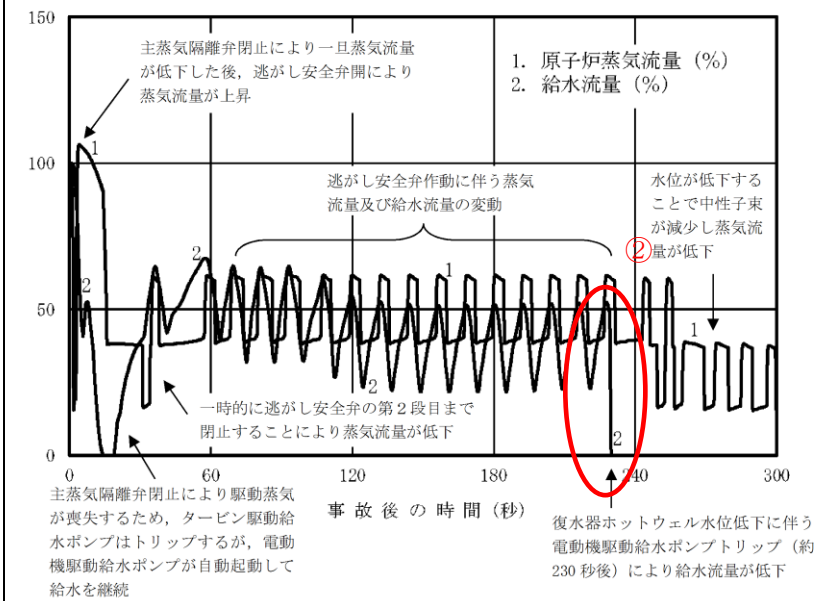
第 2.5-4 図 中性子束, 平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



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)

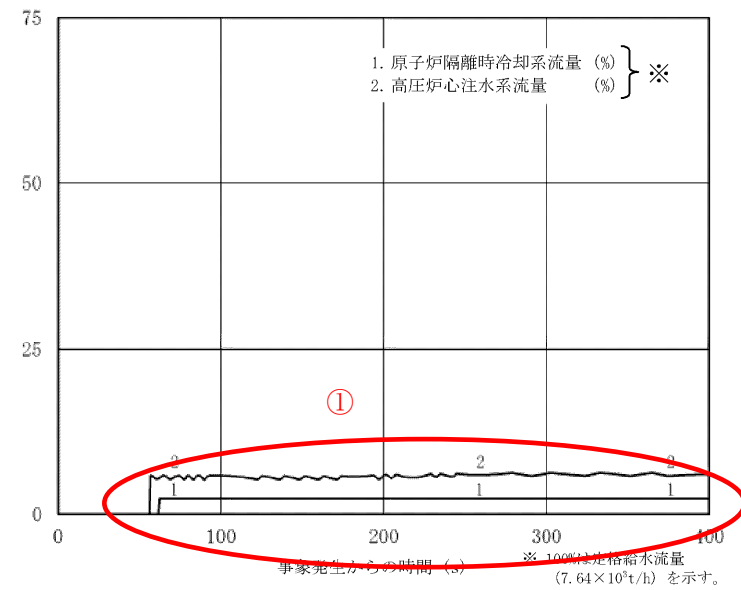


第 2.5.2-1(2) 図 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

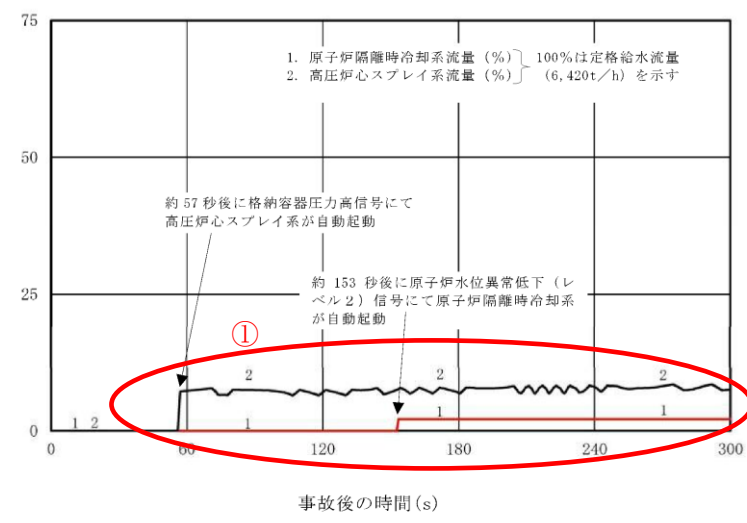
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
① ABWR と BWR の設備の相違 (再循環ポンプトリップ台数及びトリップ条件並びに給水ポンプトリップタイミング, 原子炉水位低下速度の相違による中性子束等の挙動の相違)。

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)

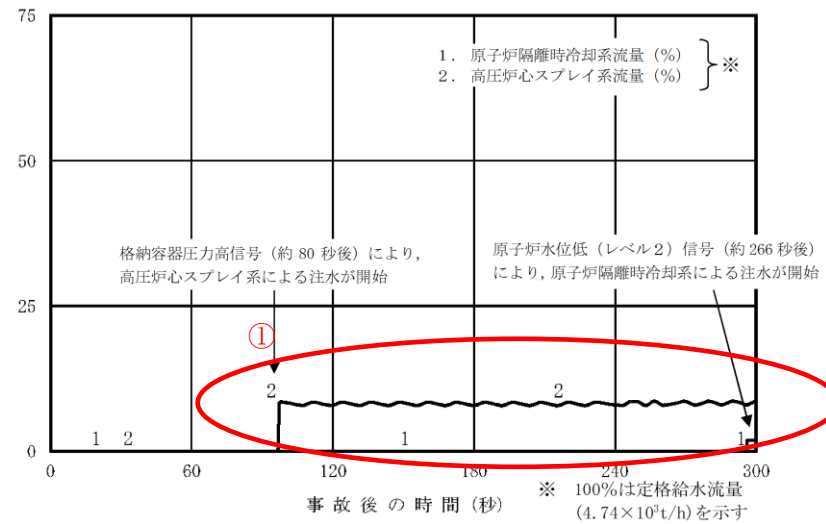
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
② 給水ポンプトリップ時間の相違。
(島根 2号炉)
約 230 秒後 (柏崎 6/7)
約 173 秒後 (東海第二)
約 2.2 分後



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

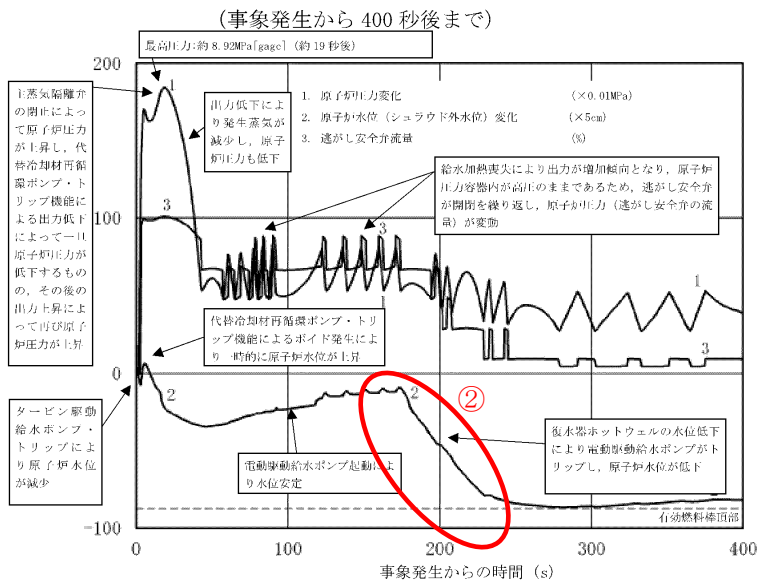


第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (短期)

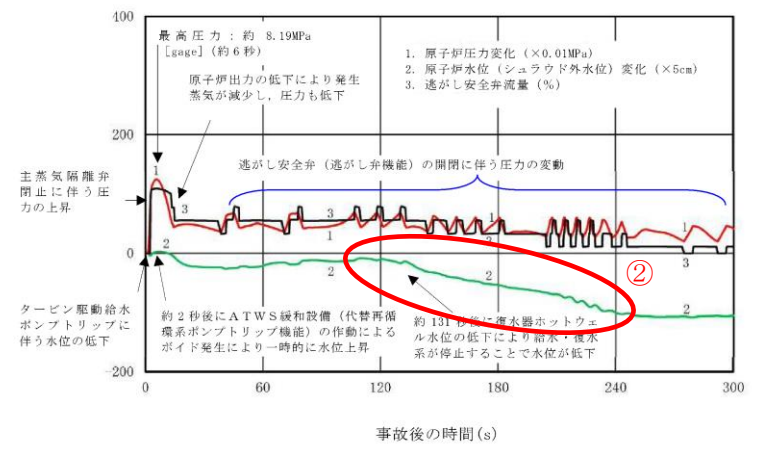


第 2.5.2-1(3) 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

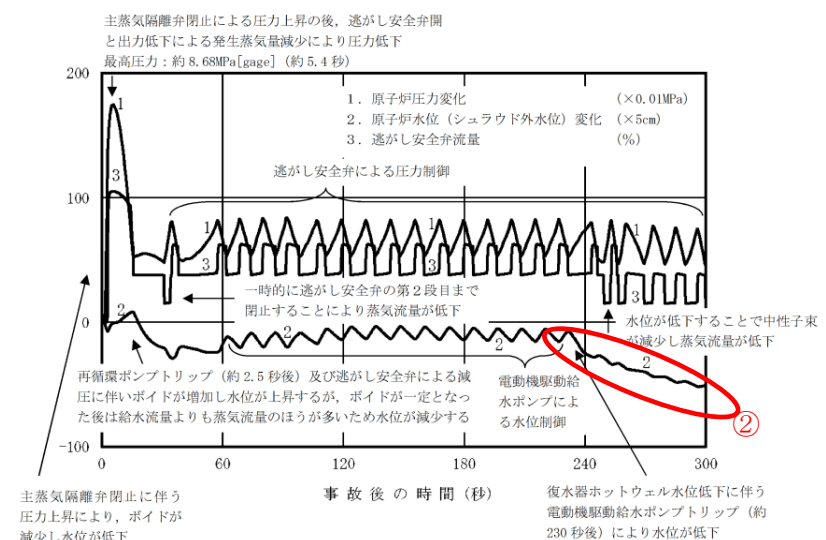
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①注水量の相違。
 島根 2 号炉 H P C S
 1, 050m³/h
 (1.38MPa[dif])
 柏崎 6/7 H P C F
 727m³/h
 (0.69MPa[dif])
 東海第二 H P C S
 1, 506m³/h
 (0MPa[dif])



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)

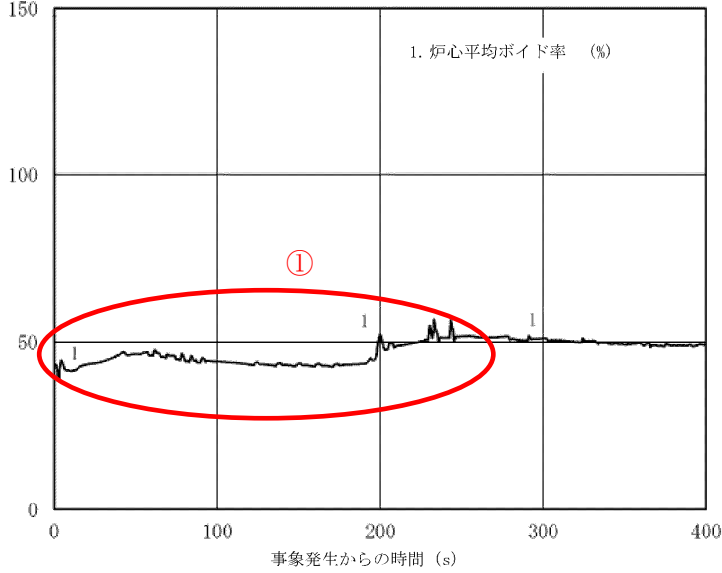
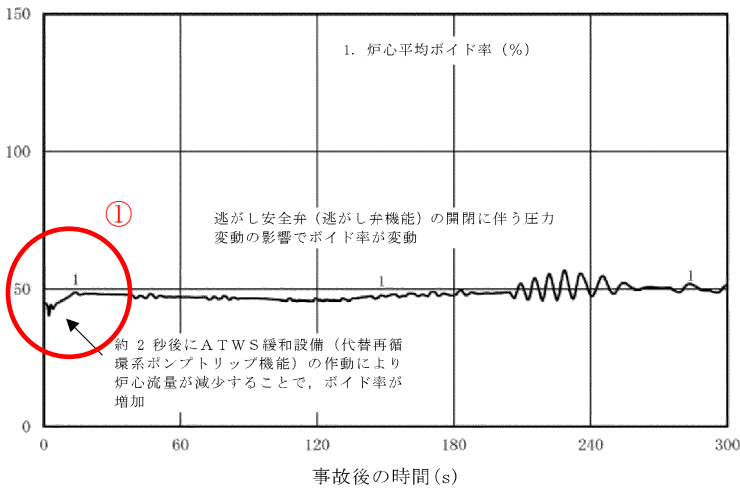
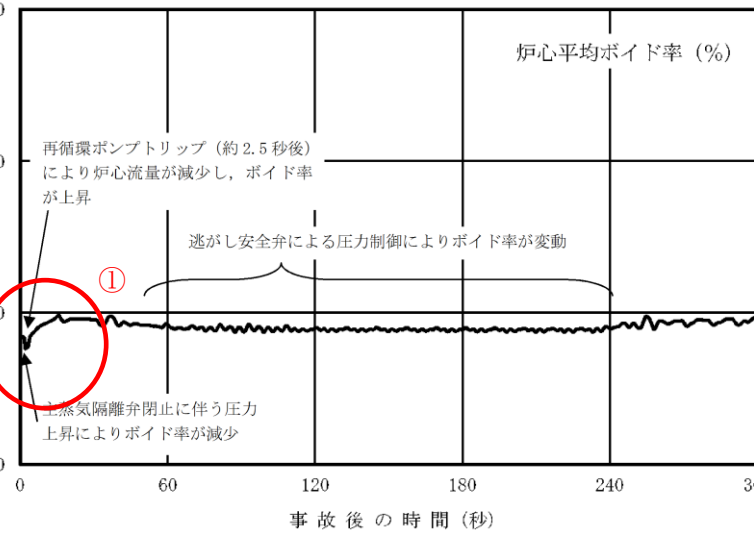


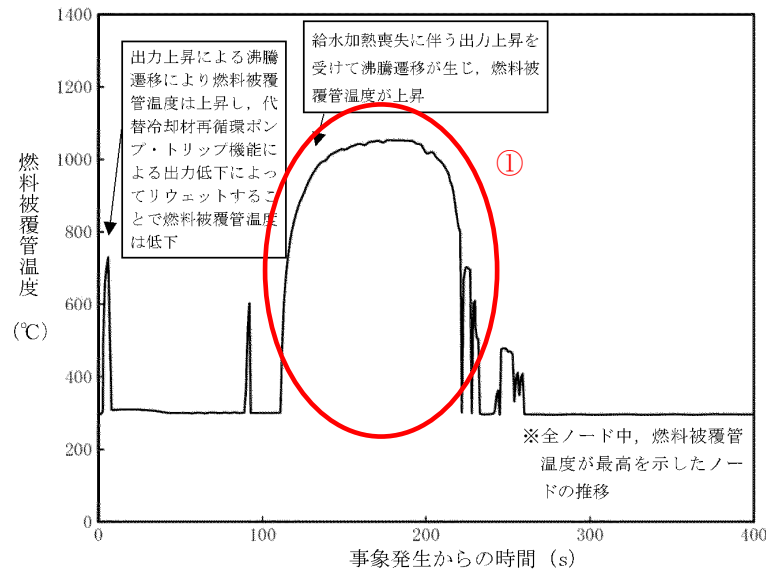
第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



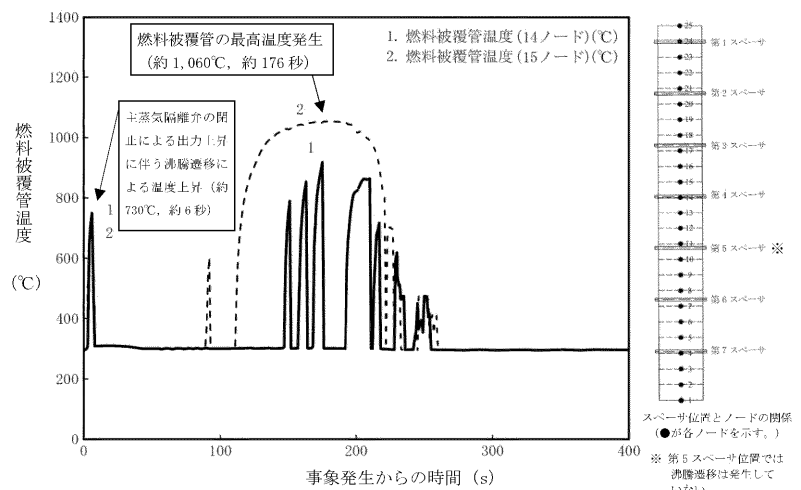
第 2.5.2-1(4) 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・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>

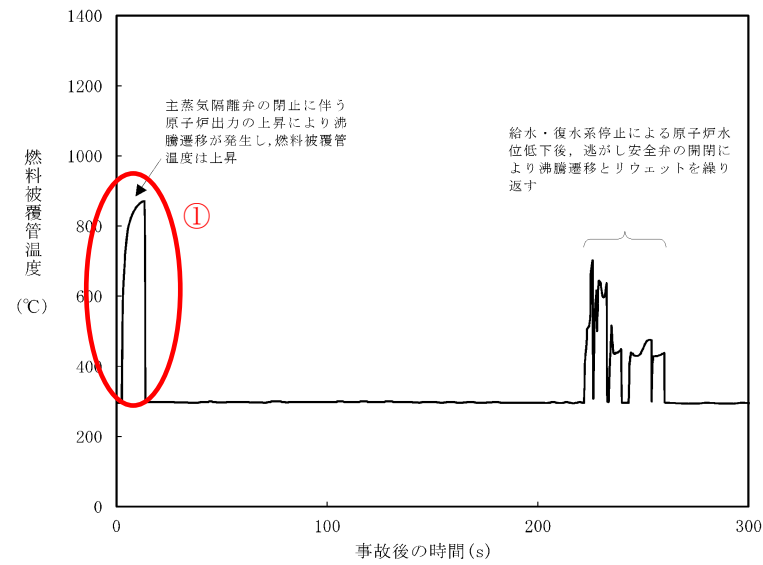


第 2.5.11 図 燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

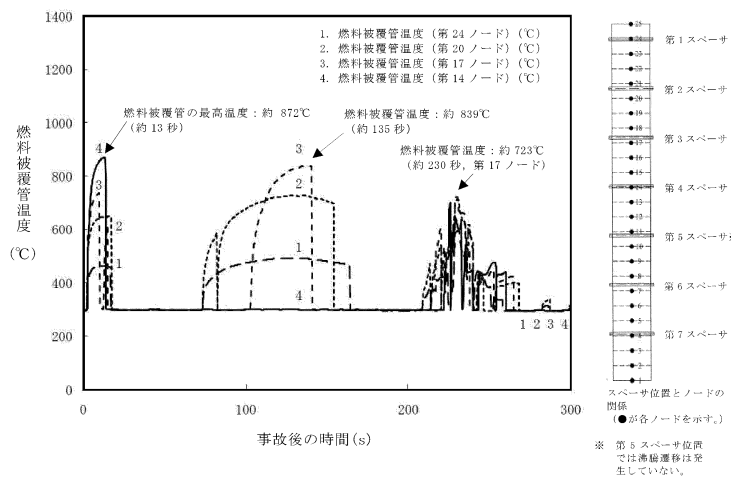


第 2.5.12 図 燃料被覆管温度※の推移 (14 ノード (第 4 スぺーサ位置) 及び 15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

※ 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。

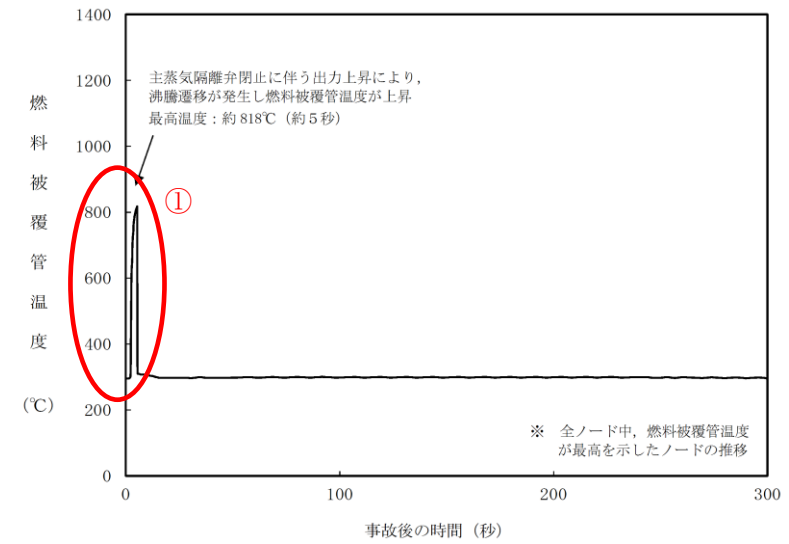


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

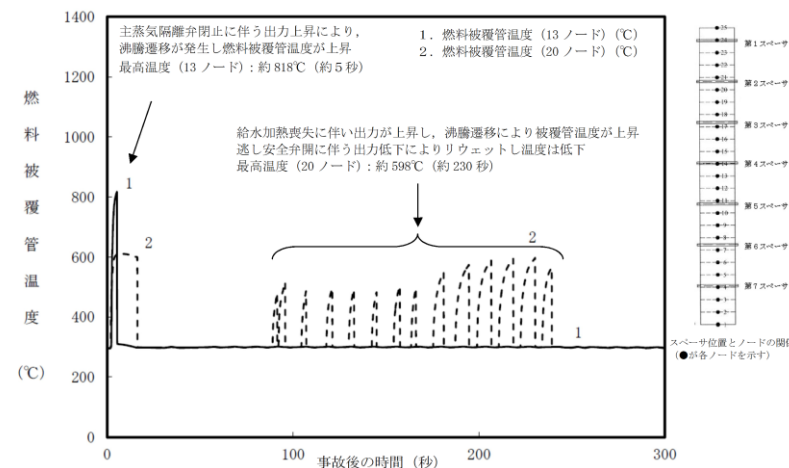


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)

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)



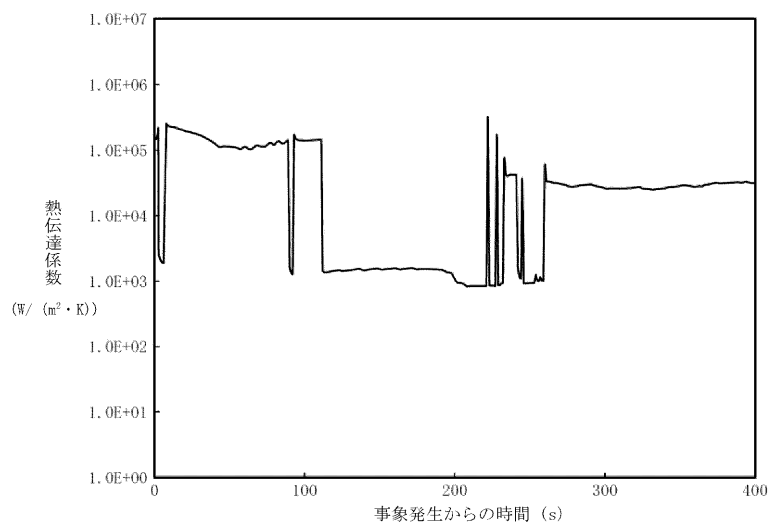
第 2.5.2-1(7) 図 燃料被覆管温度※の推移 (13 ノード及び 20 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

※ 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

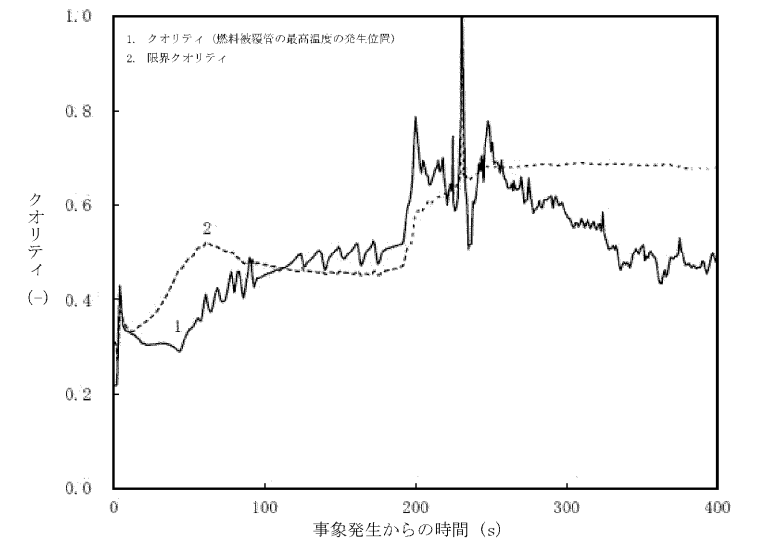
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
① ABWR と BWR の設備の相違により、事象初期以降も柏崎 6/7 では再循環ポンプ 6 台の運転が継続しているため、給水加熱喪失過程における出力上昇が大きく燃料被覆管温度が上昇。
島根 2 号炉と東海第二では、リウエットタイミングの違いにより、島根 2 号炉の方が燃料被覆管温度は低い。

・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)

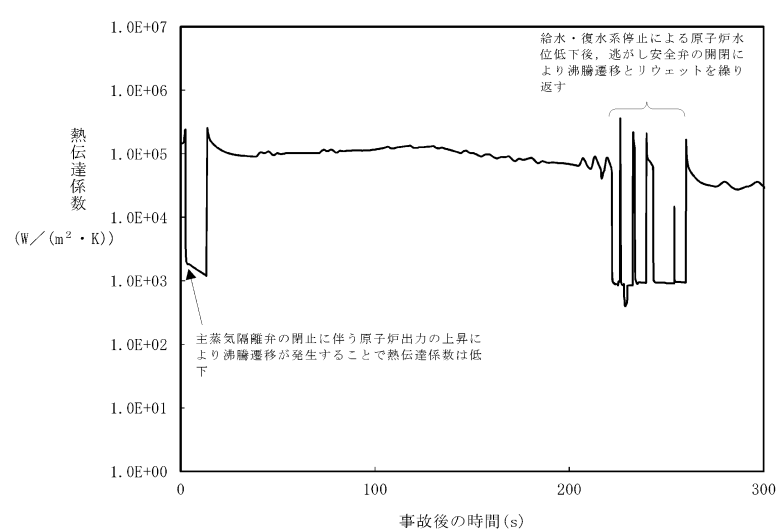


第 2.5.13 図 熱伝達係数の推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)

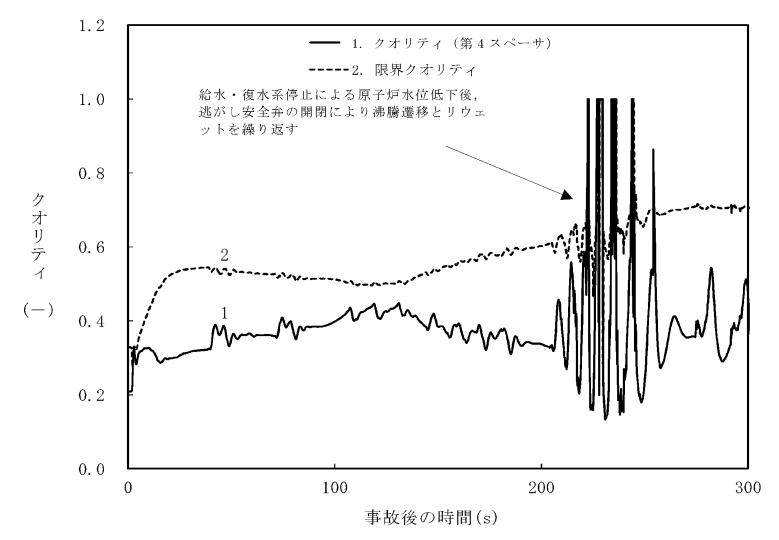


第 2.5.14 図 クオリティの推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

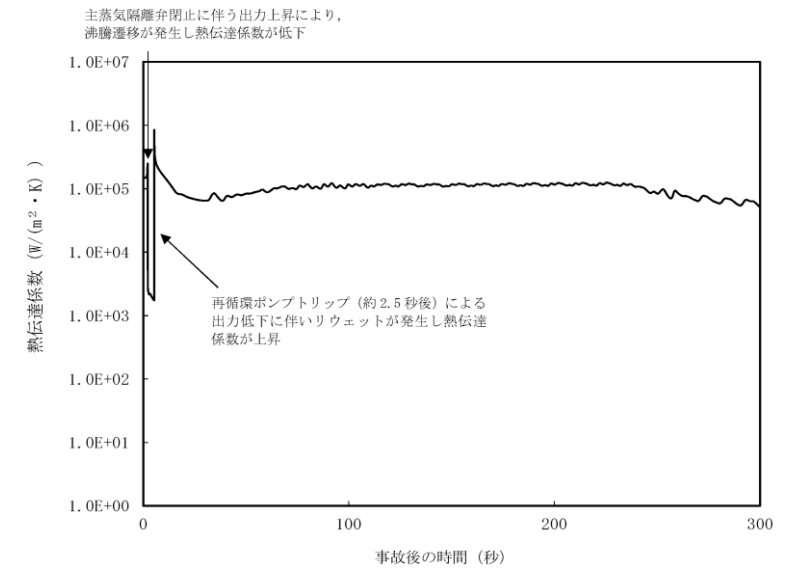


第 2.5-11 図 熱伝達係数 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

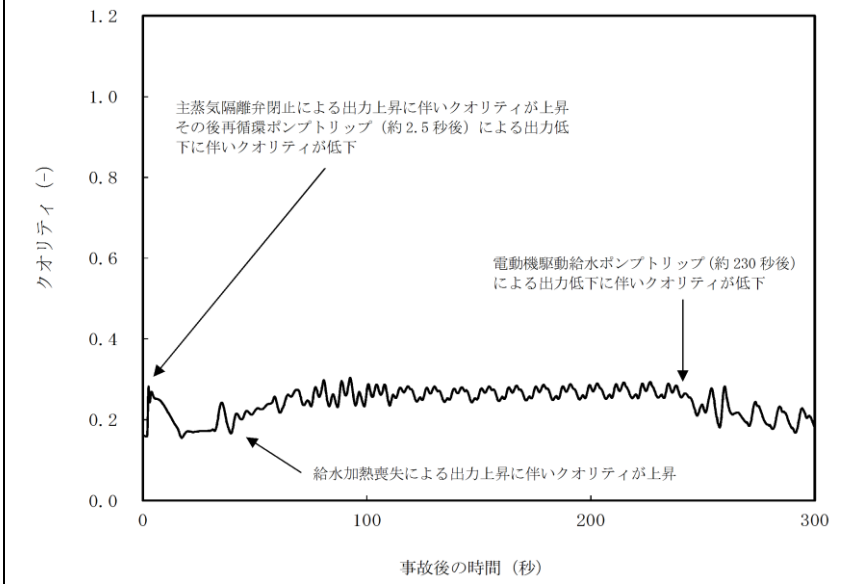


第 2.5-12 図 クオリティ (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

島根原子力発電所 2号炉



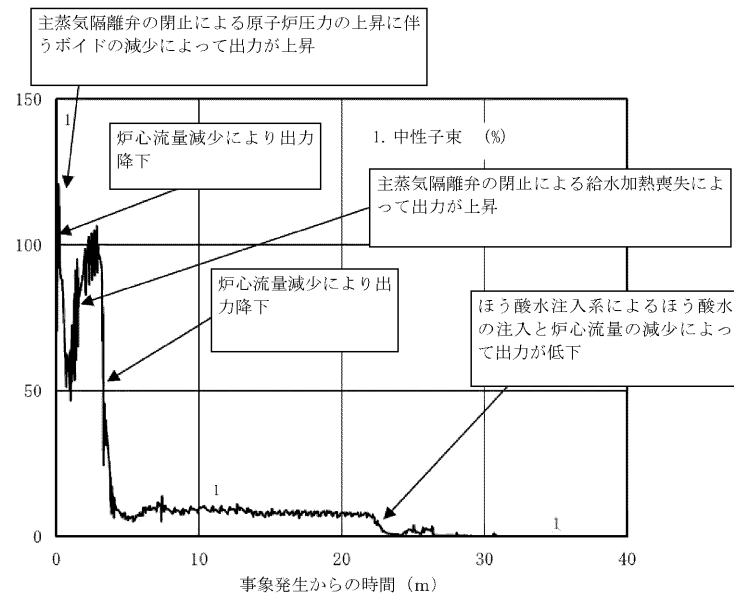
第 2.5.2-1(8) 図 熱伝達係数 (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



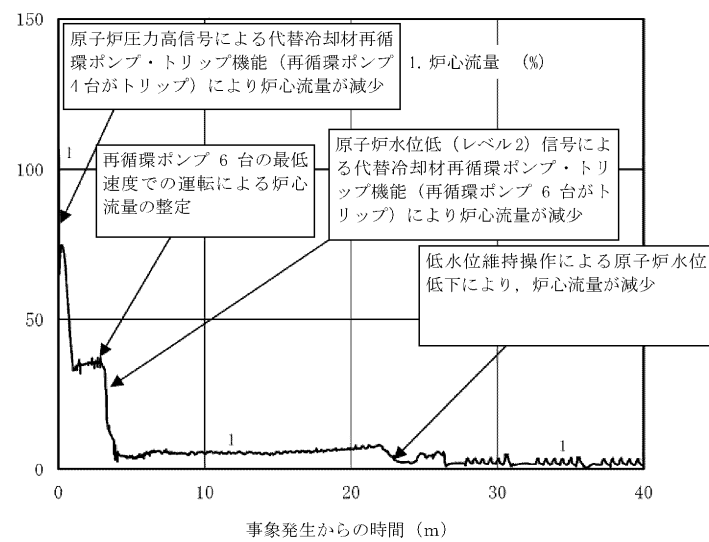
第 2.5.2-1(9) 図 クオリティ (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

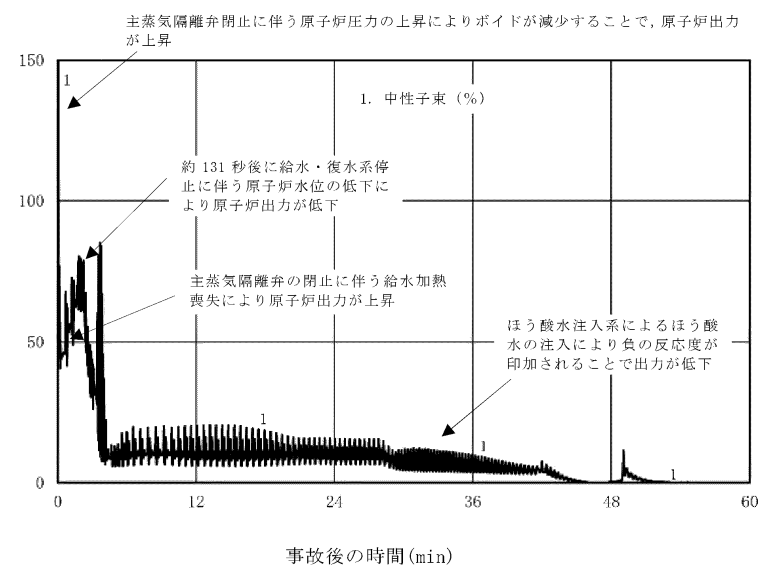
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



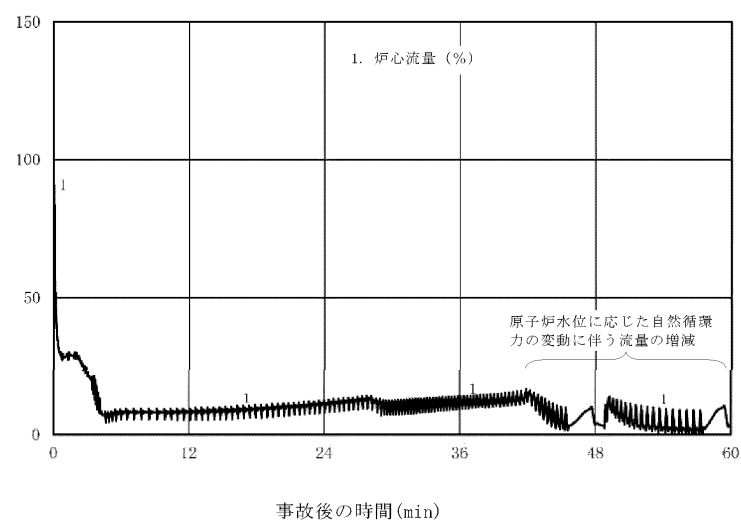
第 2.5.15 図 中性子束の推移 (事象発生から 40 分後まで)



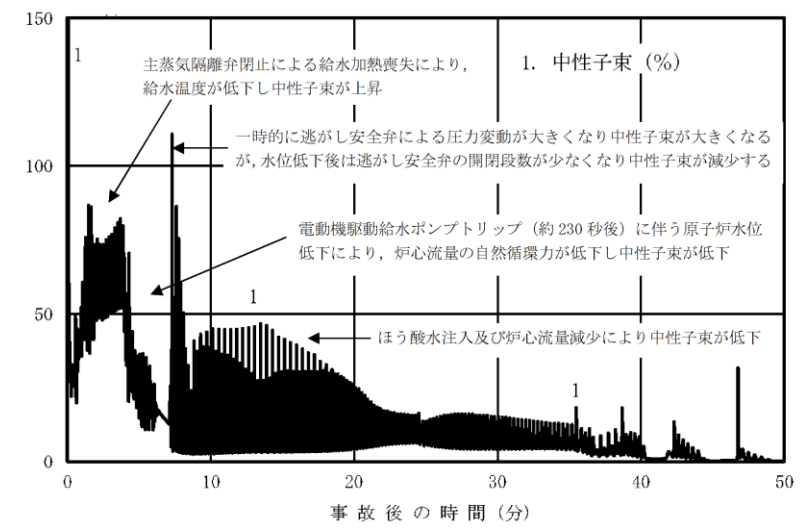
第 2.5.16 図 炉心流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)



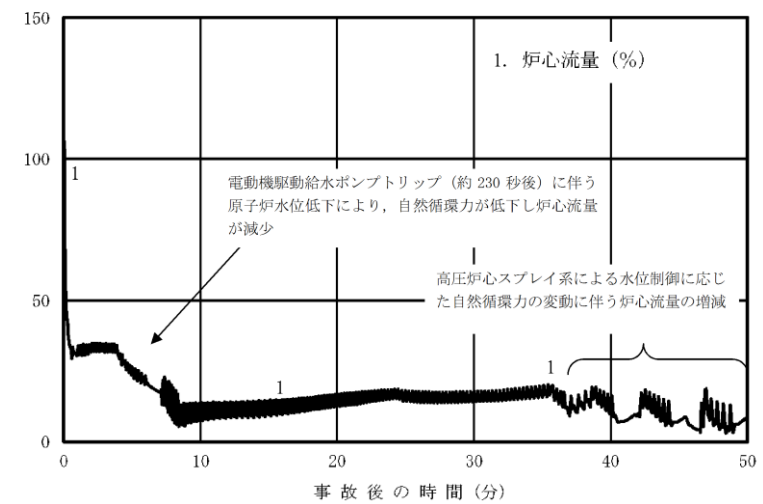
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



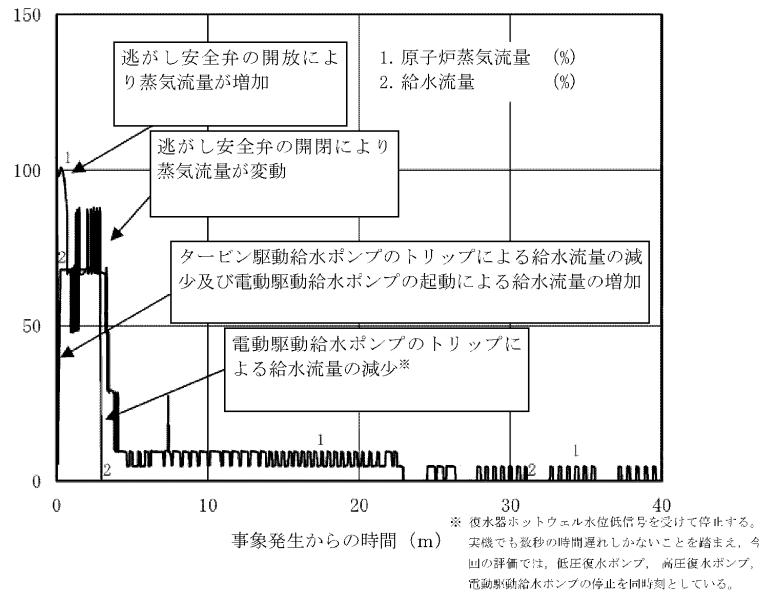
第 2.5.2-1(10) 図 中性子束の推移 (事象発生から 50 分後まで)



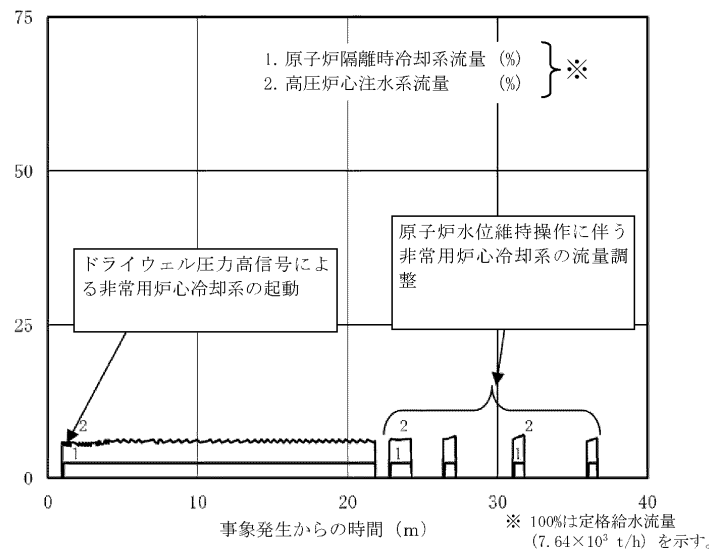
第 2.5.2-1(11) 図 炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

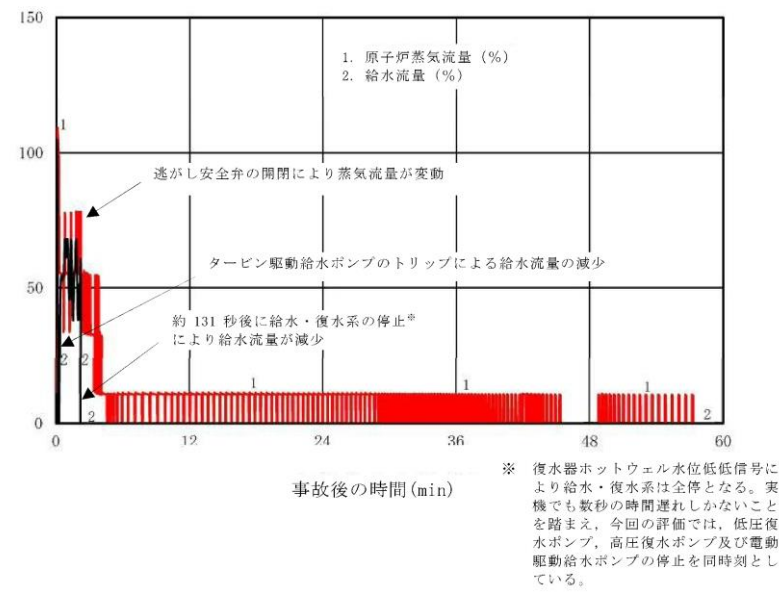
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



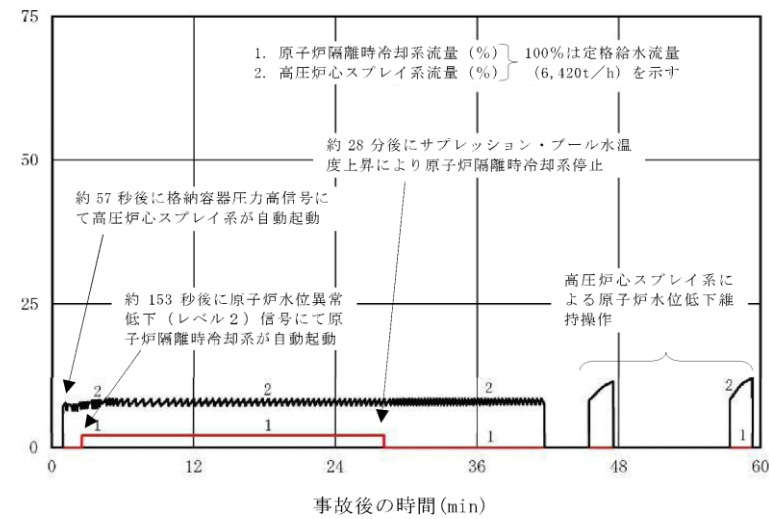
第 2.5.17 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 40 分後まで)



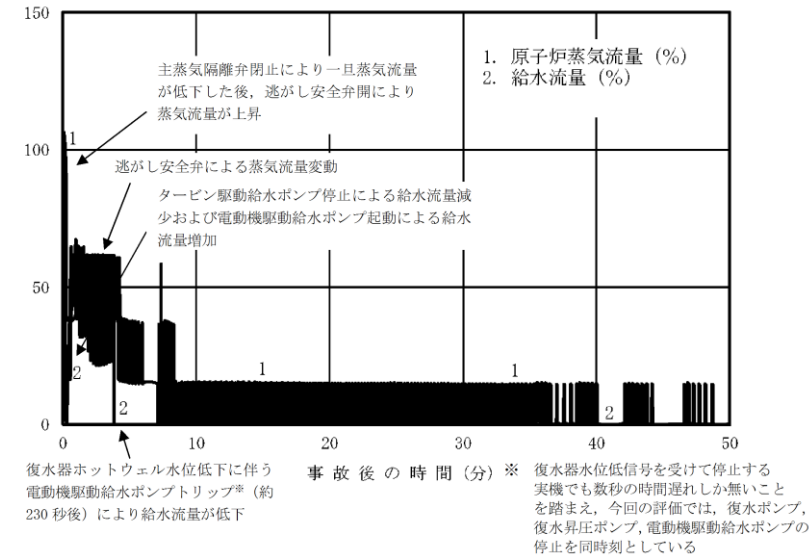
第 2.5.18 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
(事象発生から 40 分後まで)



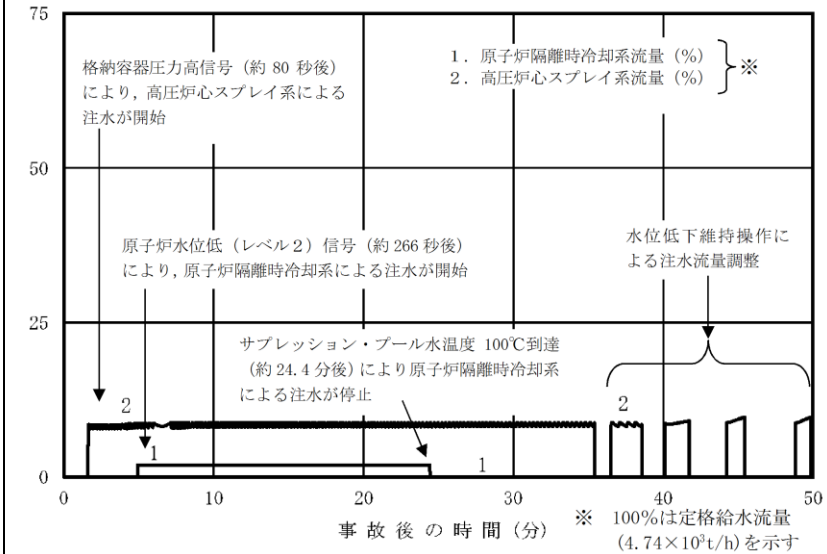
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



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)



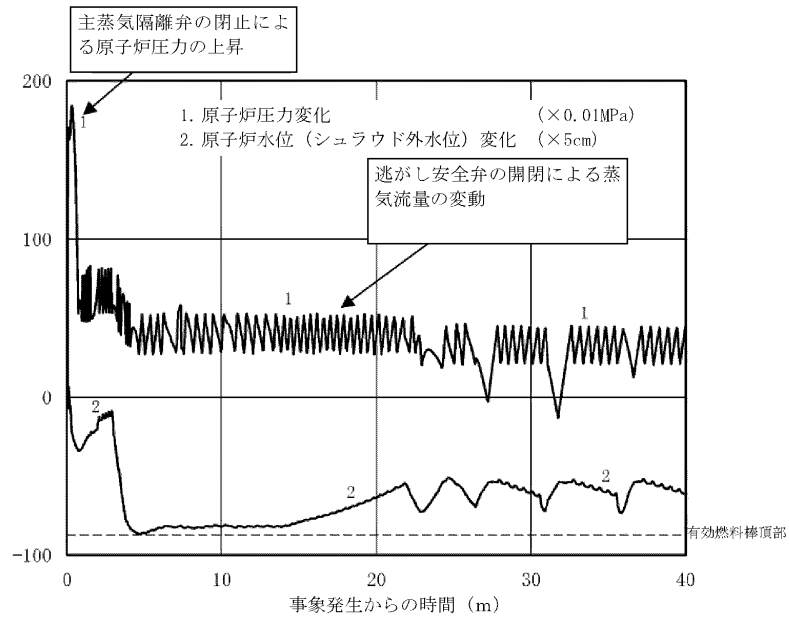
第 2.5.2-1(12) 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 50 分後まで)



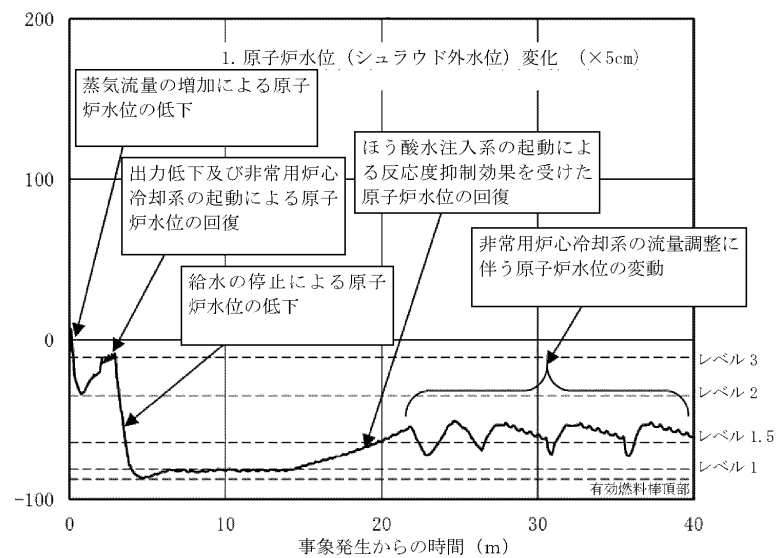
第 2.5.2-1(13) 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

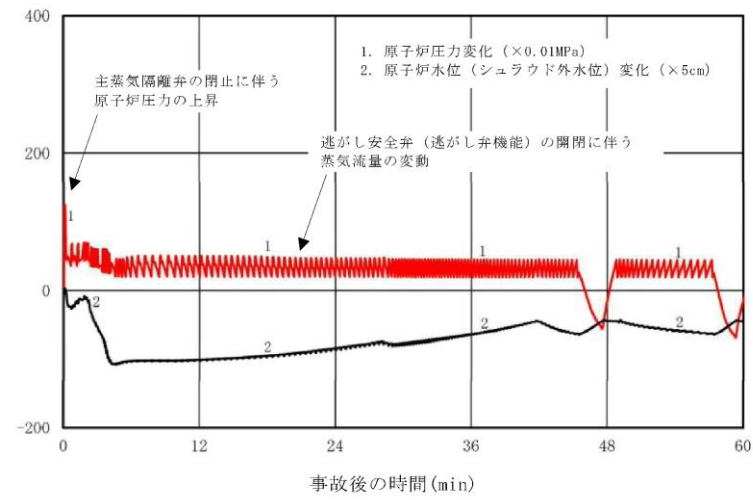
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】



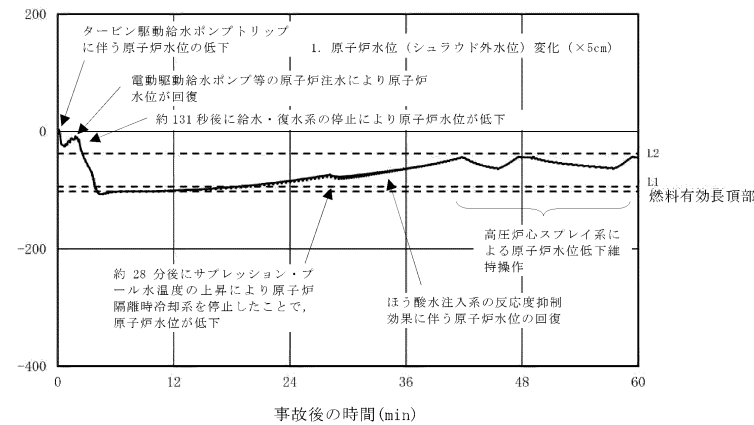
第 2.5.19 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）



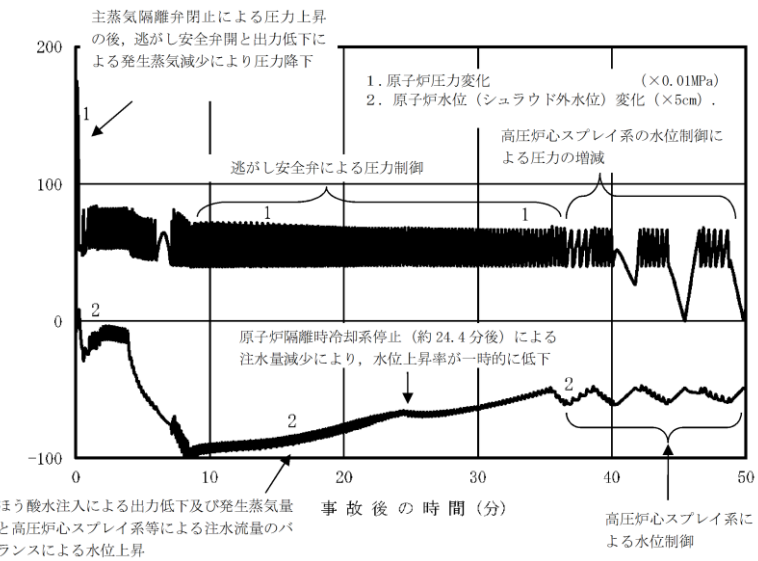
第 2.5.20 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）



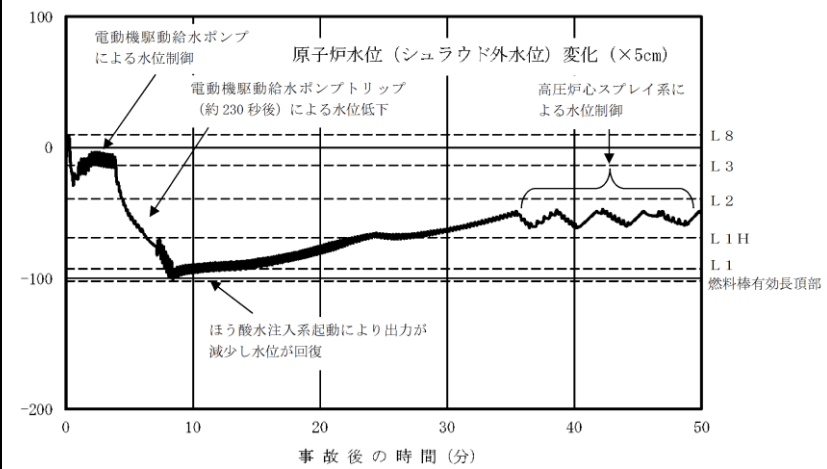
第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 2.5-18 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



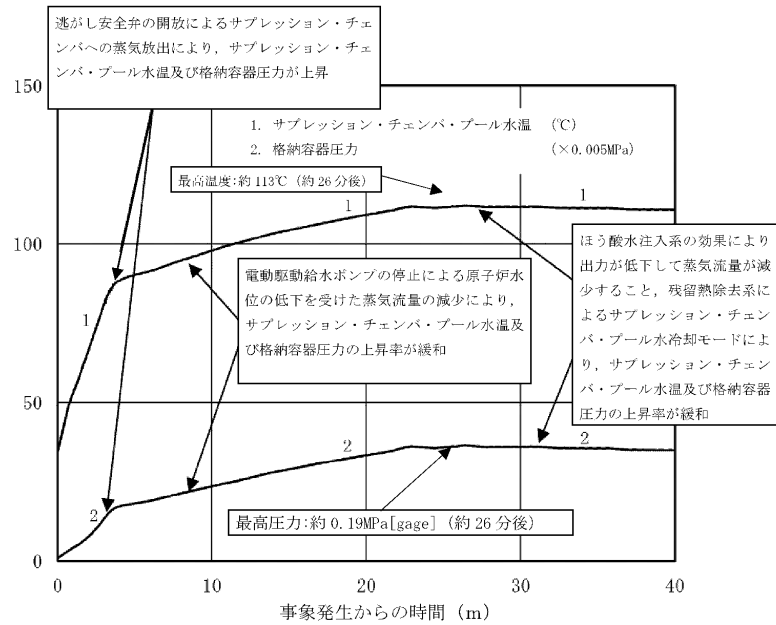
第 2.5.2-1(14) 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）



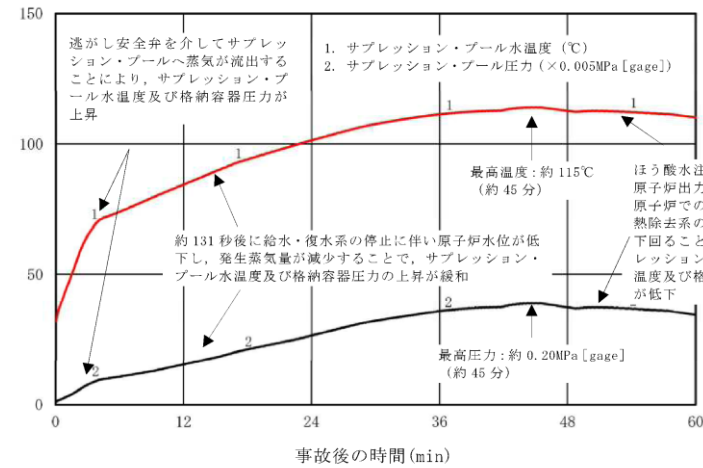
第 2.5.2-1(15) 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

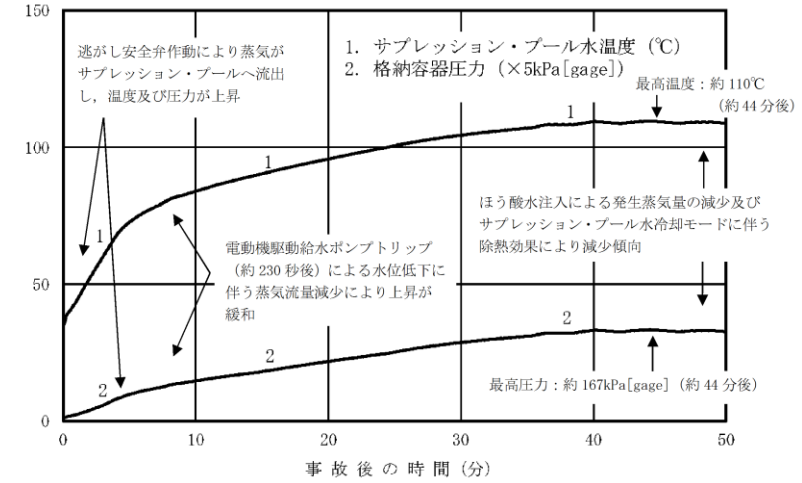
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】



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)

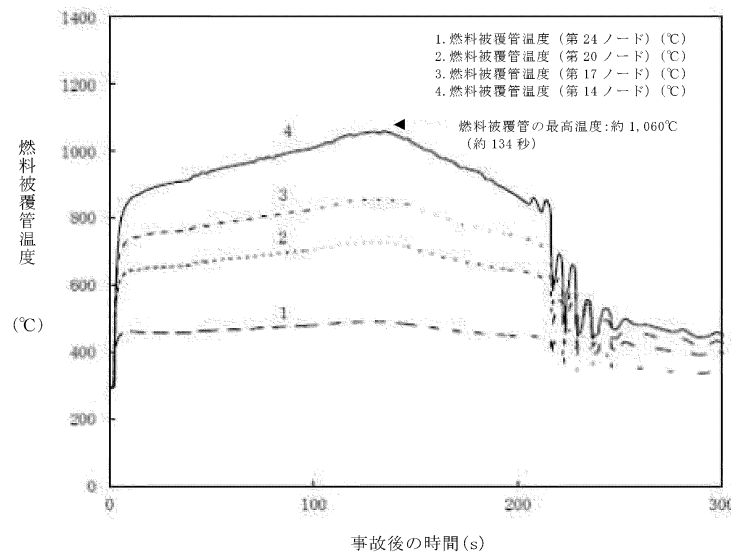


第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)



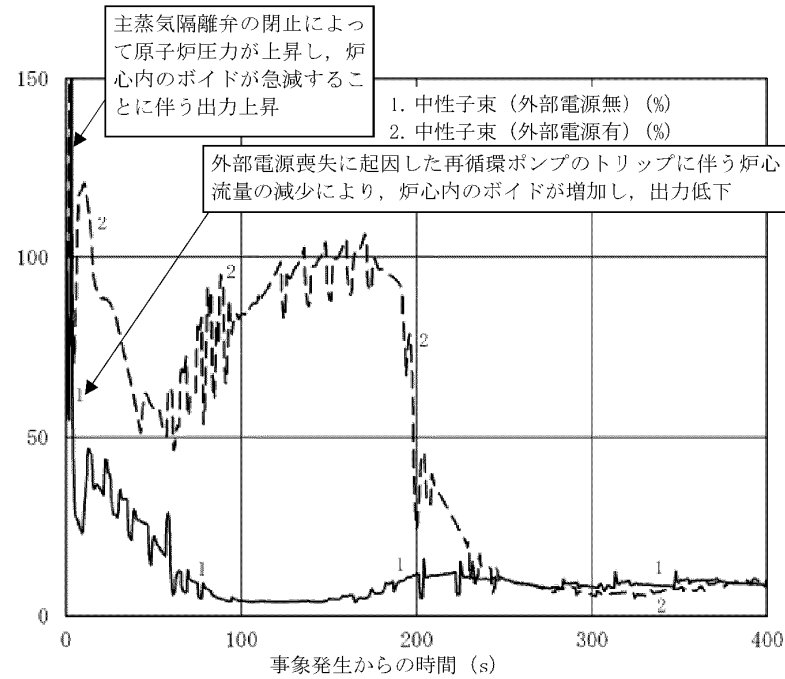
第 2.5.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

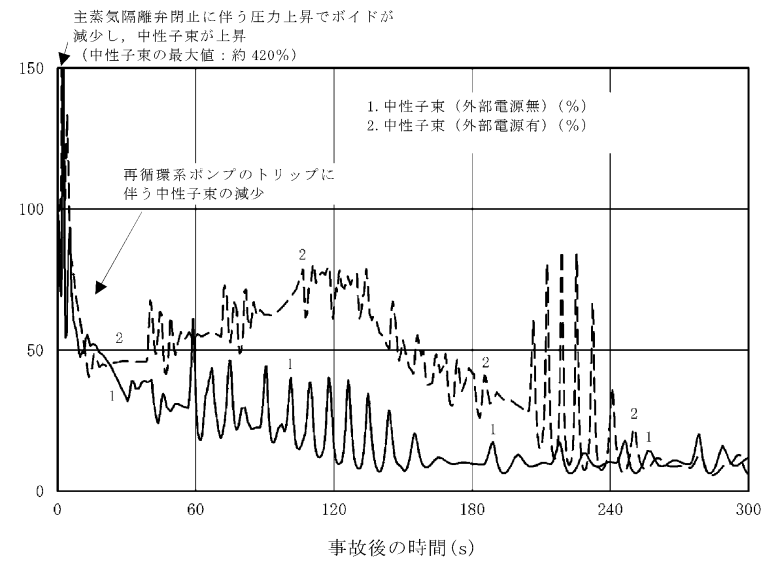


第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)

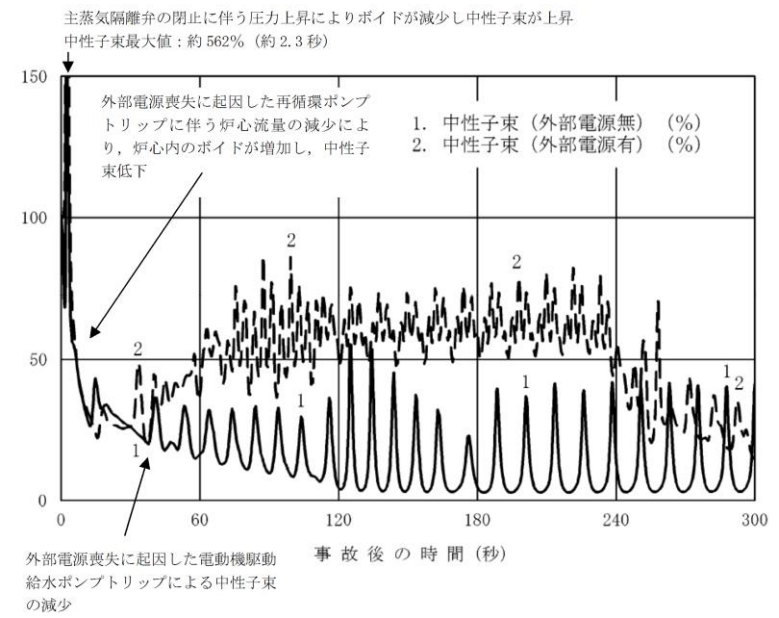
・記載箇所の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、第 2.5.2-1(27) 図に記載。



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)

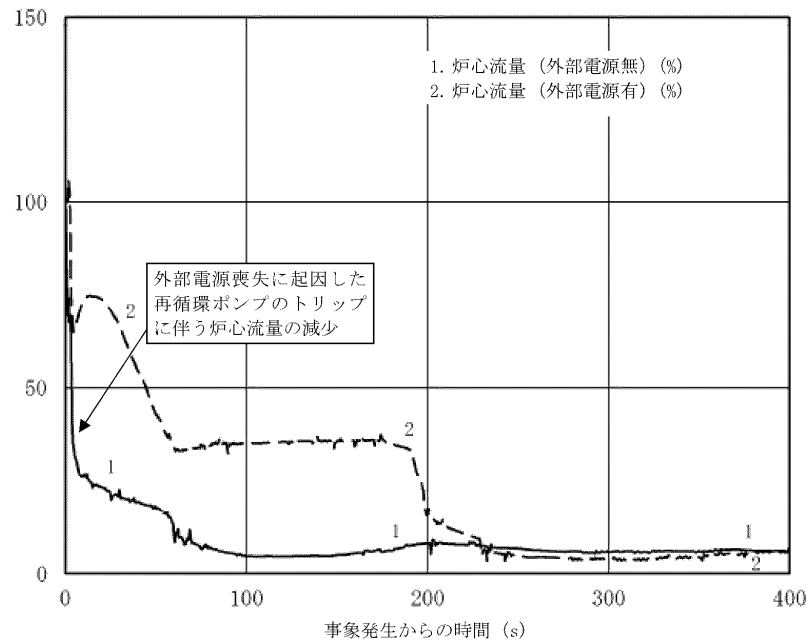


第 2.5-21 図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (短期)

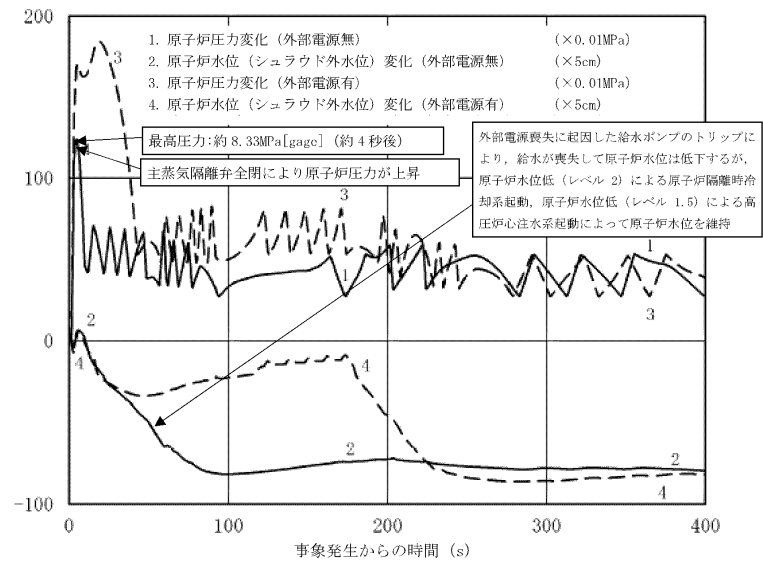


第 2.5.3-1(1)図 外部電源がない場合の中性子束の推移
(事象発生から 300 秒後まで)

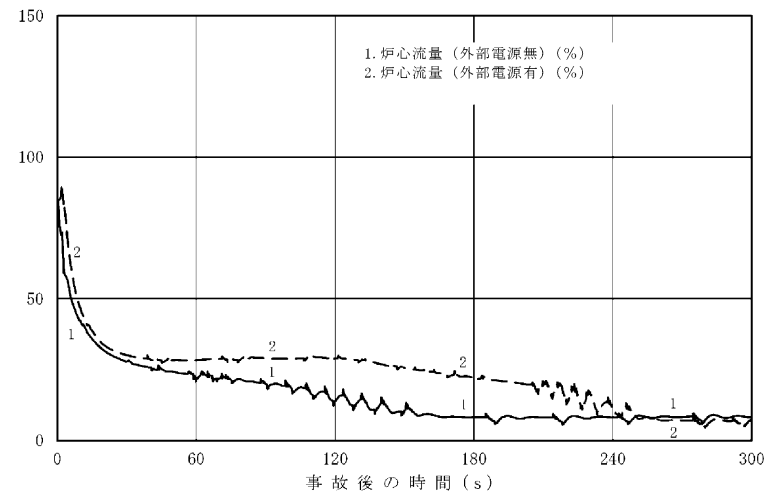
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



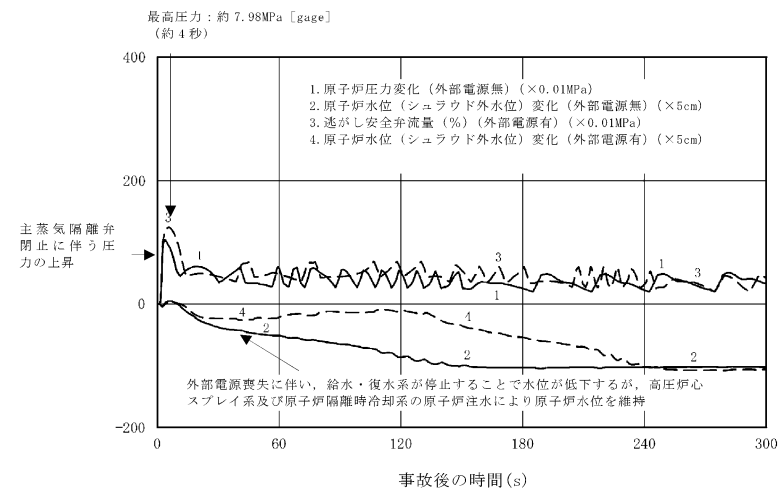
第 2.5.23 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(事象発生から 400 秒後まで)



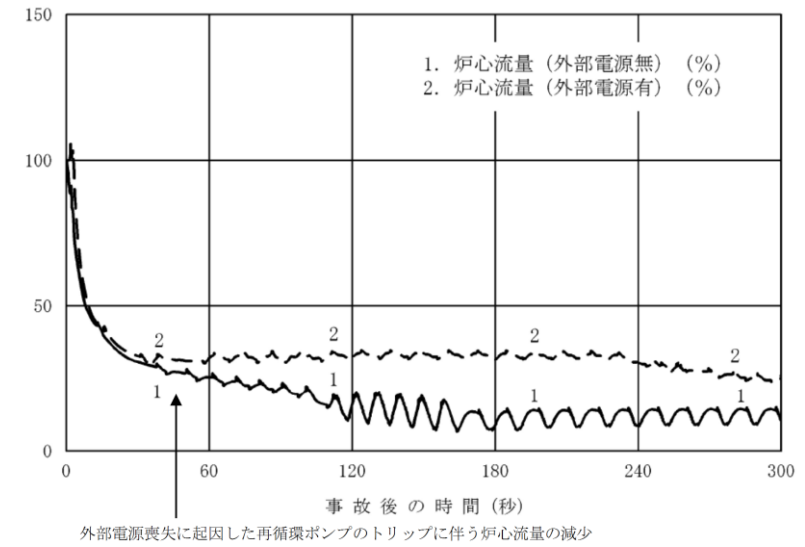
第 2.5.24 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位
シュラウド外水位)の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



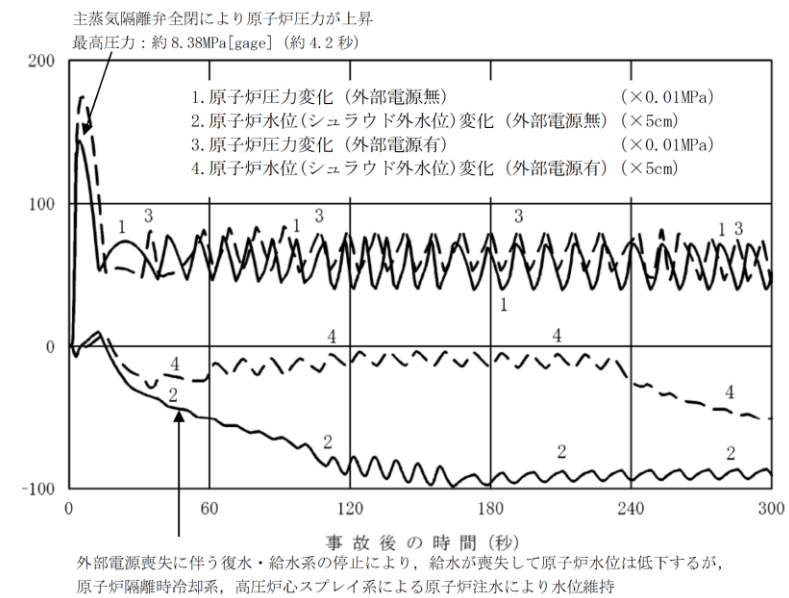
第 2.5-22 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(短期)



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)



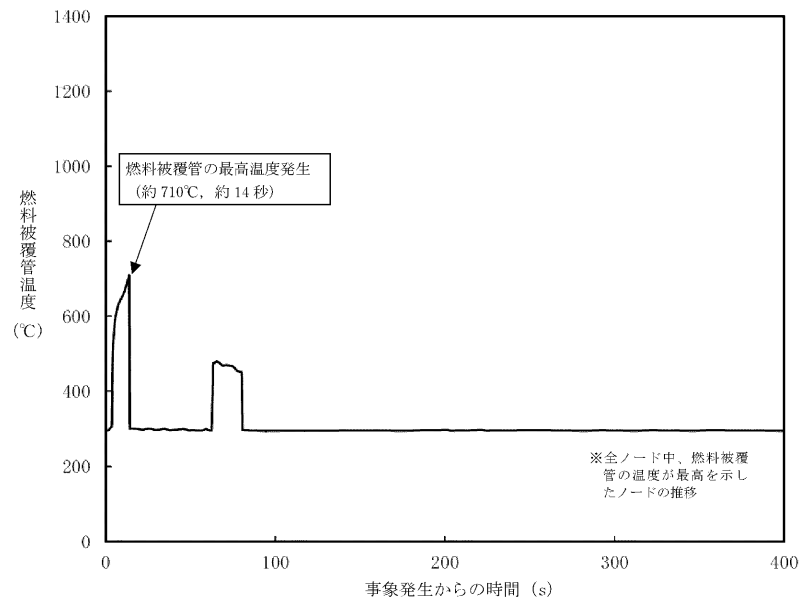
第 2.5.3-1(2) 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



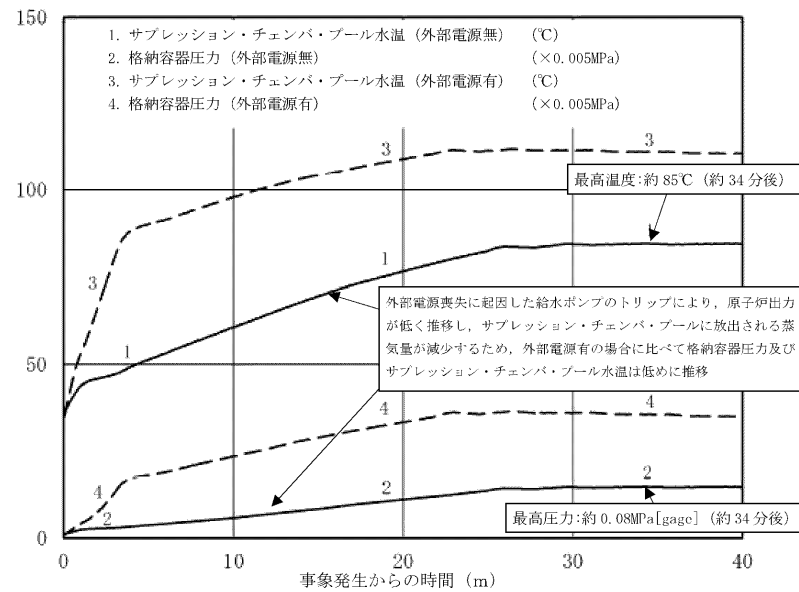
第 2.5.3-1(3) 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位
(シュラウド外水位)の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

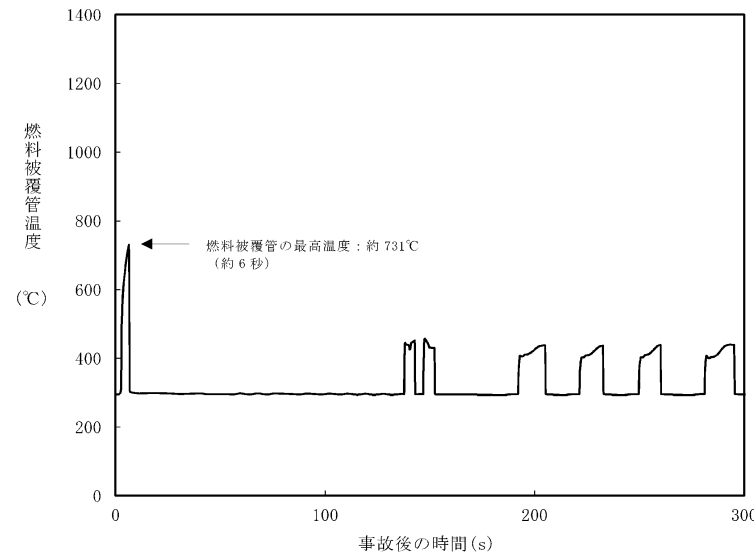
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



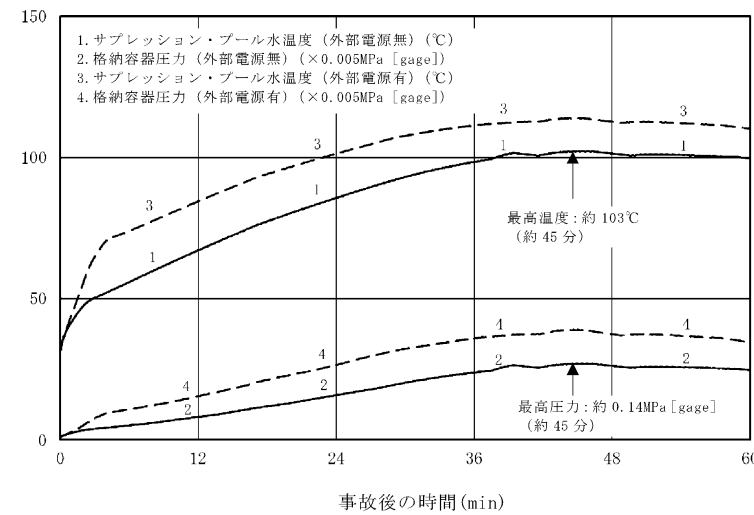
第 2.5.25 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)



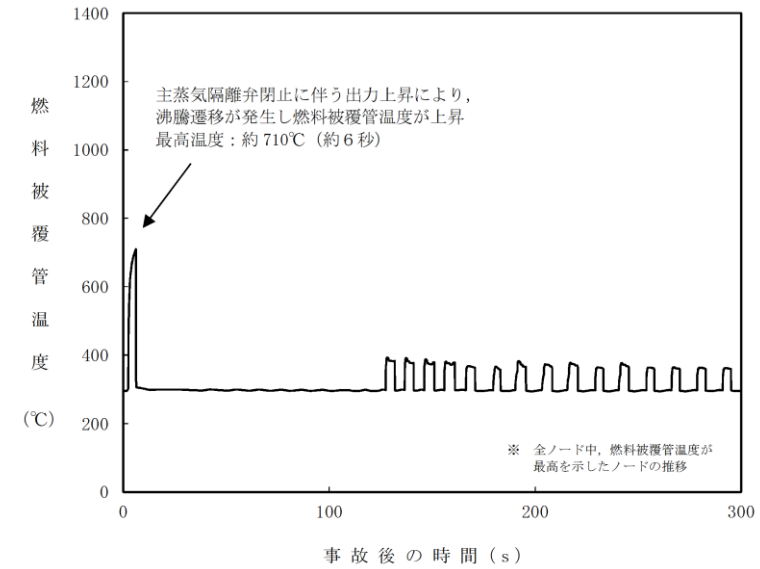
第 2.5.26 図 外部電源がない場合のサプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)



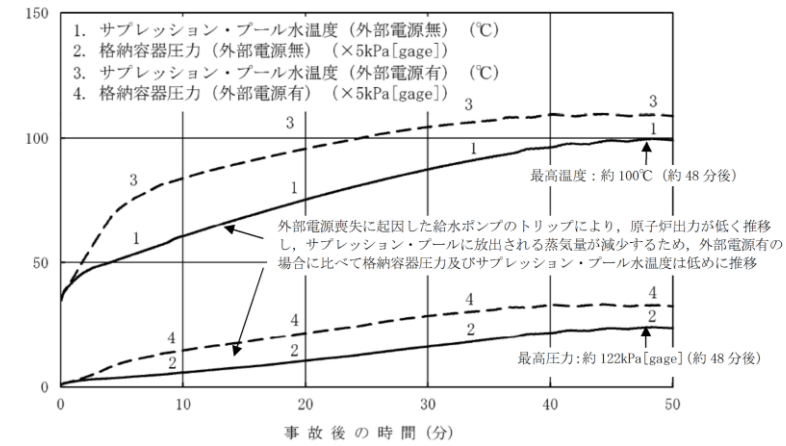
第 2.5-24 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (外部電源がない場合) (短期)



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



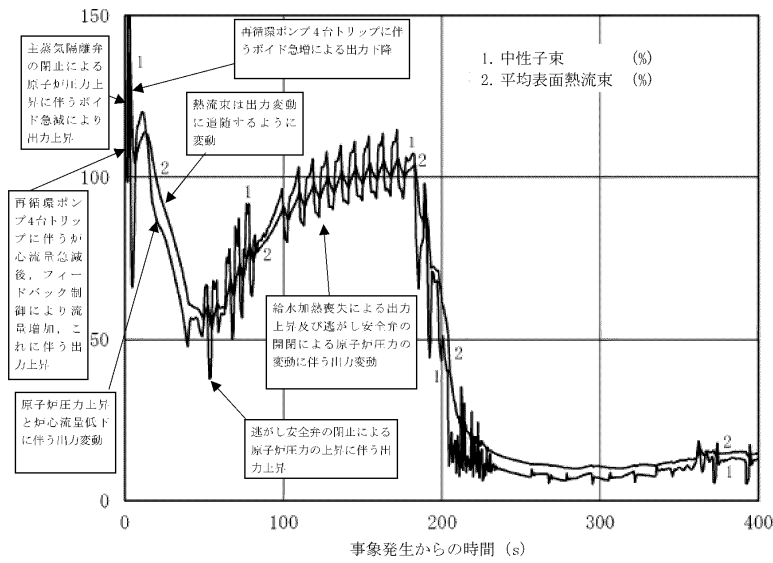
第 2.5.3-1(4) 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)



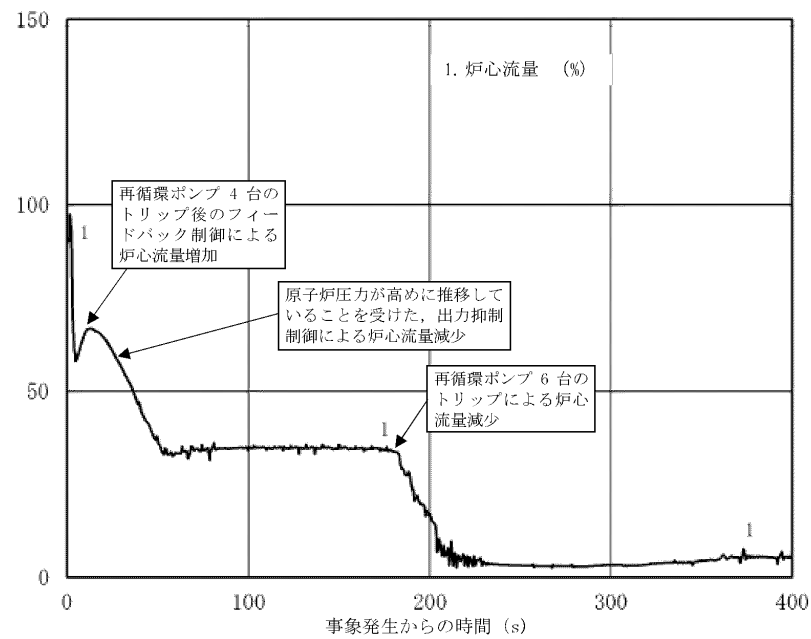
第 2.5.3-1(5) 図 外部電源がない場合のサプレッション・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

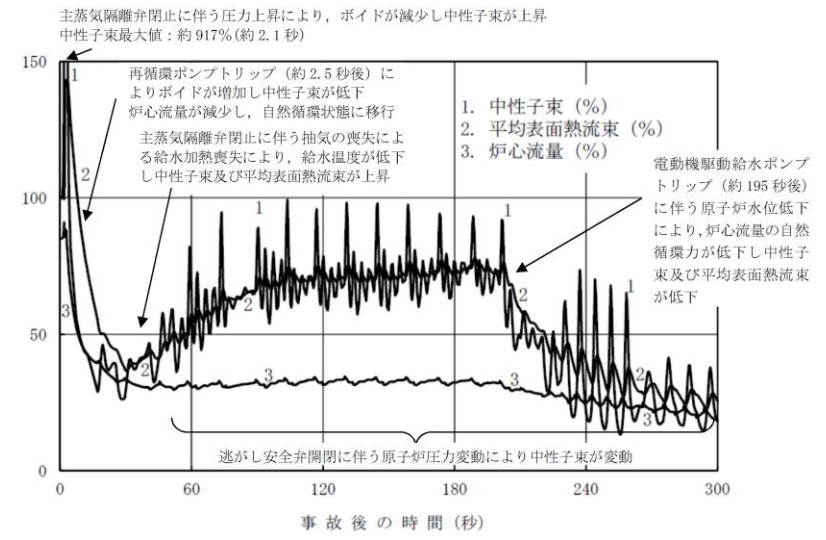
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



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)

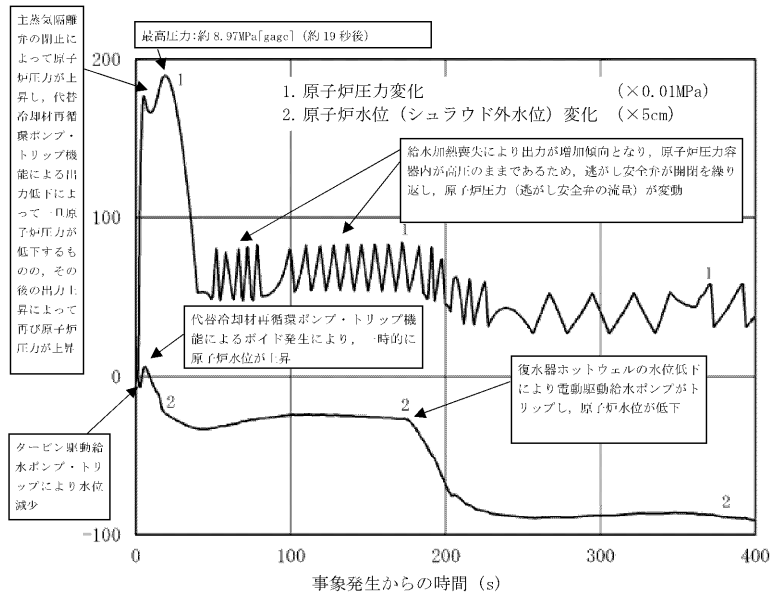


第 2.5.28 図 初期炉心流量 90%の場合の炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

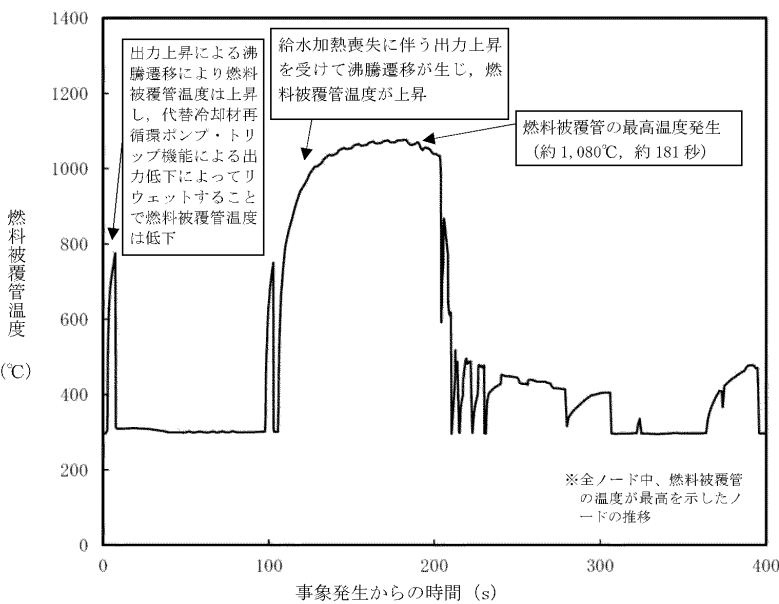


第 2.5.3-1(6) 図 初期炉心流量 85%の場合の中性子束、平均表面熱流束、炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

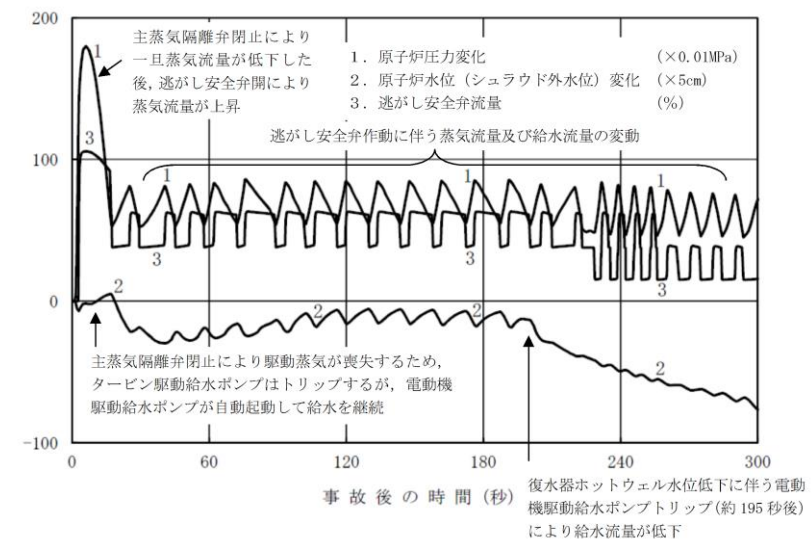
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85%をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



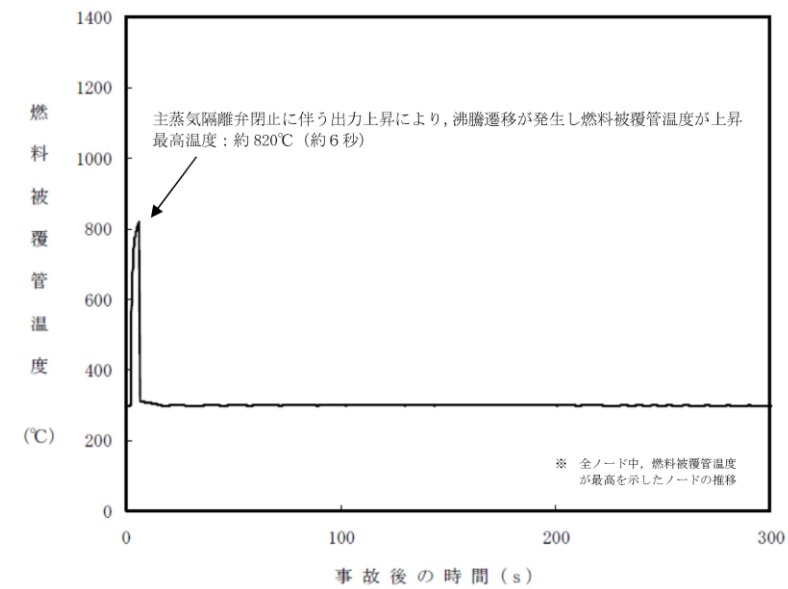
第 2.5.29 図 初期炉心流量 90% の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



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)



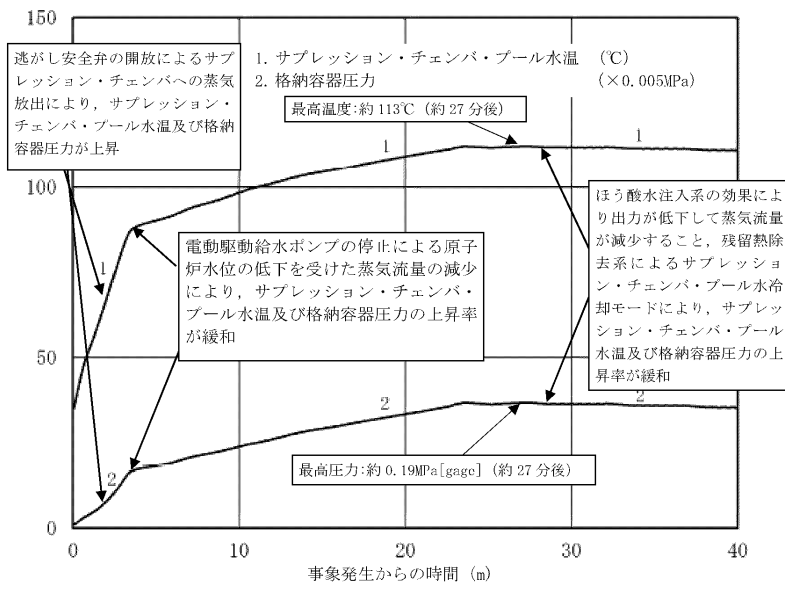
第 2.5.3-1(7) 図 初期炉心流量 85% の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



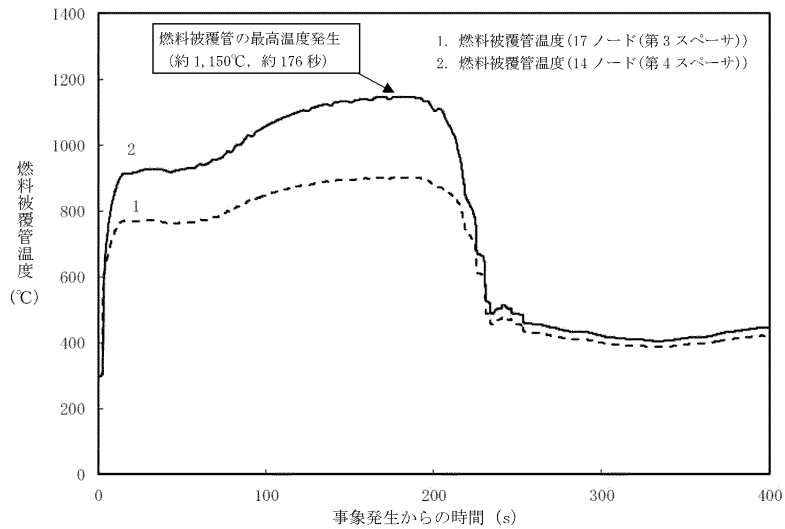
第 2.5.3-1(8) 図 初期炉心流量 85% の場合の燃料被覆管温度*の推移 (14 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

・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)。

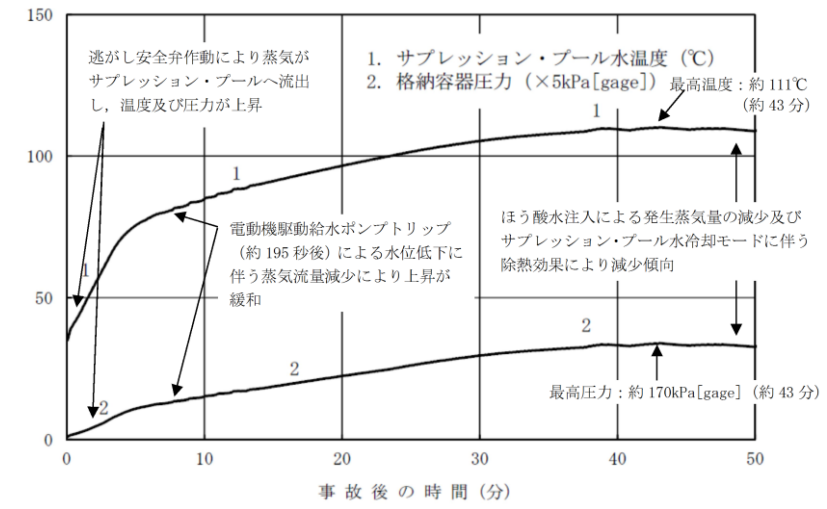
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2 号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85% をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



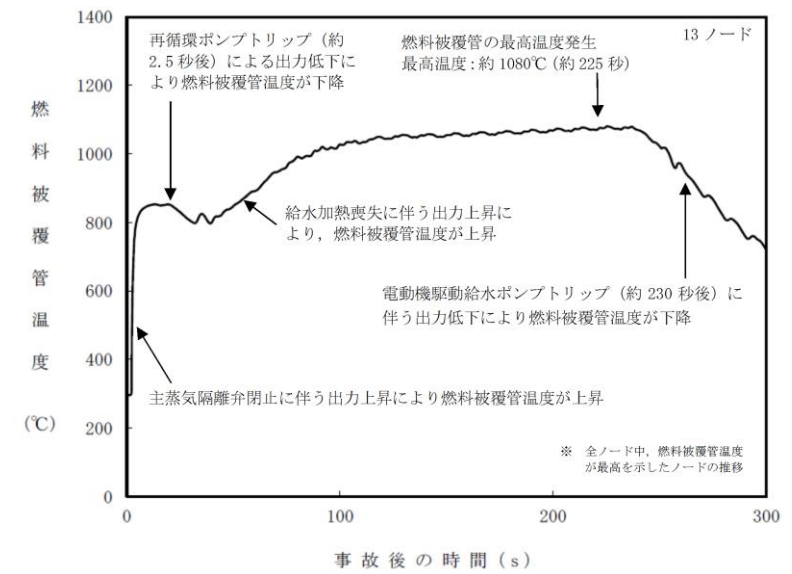
第 2.5.31 図 初期炉心流量 90%の場合のサブプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)



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)

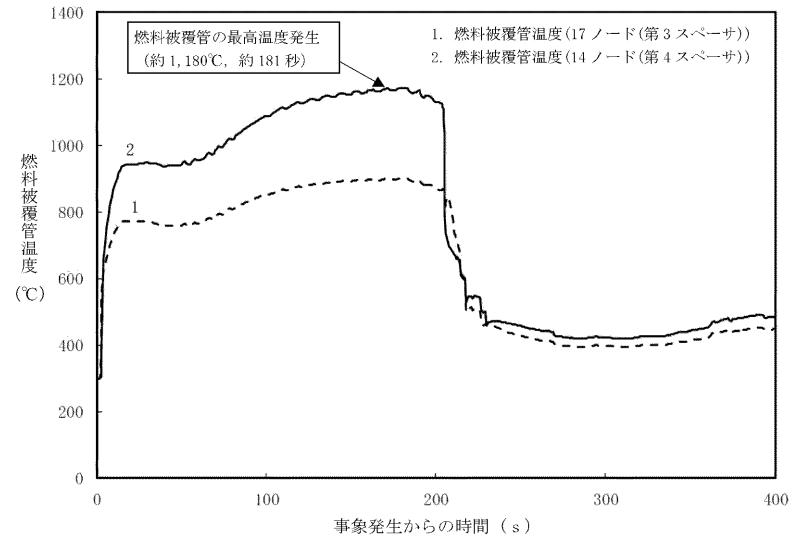


第 2.5.3-1(9) 図 初期炉心流量 85%の場合のサブプレッション・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)



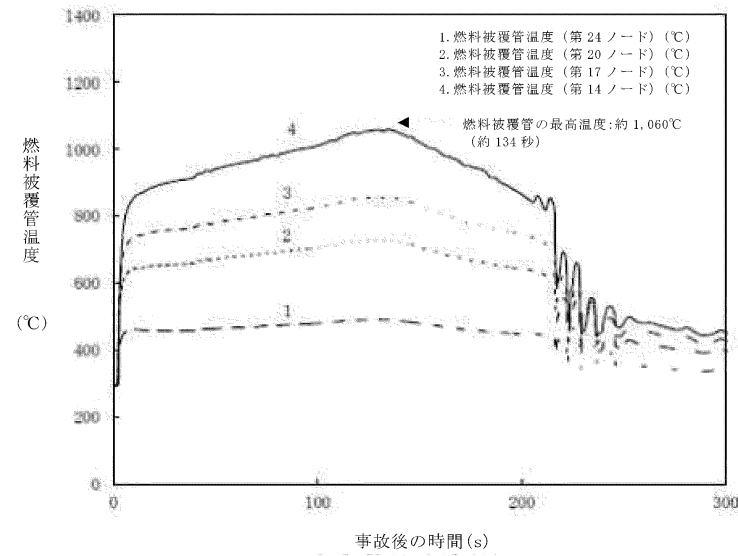
第 2.5.3-1(10) 図 燃料被覆管温度*の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%) (事象発生から 300 秒後まで)

・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）。



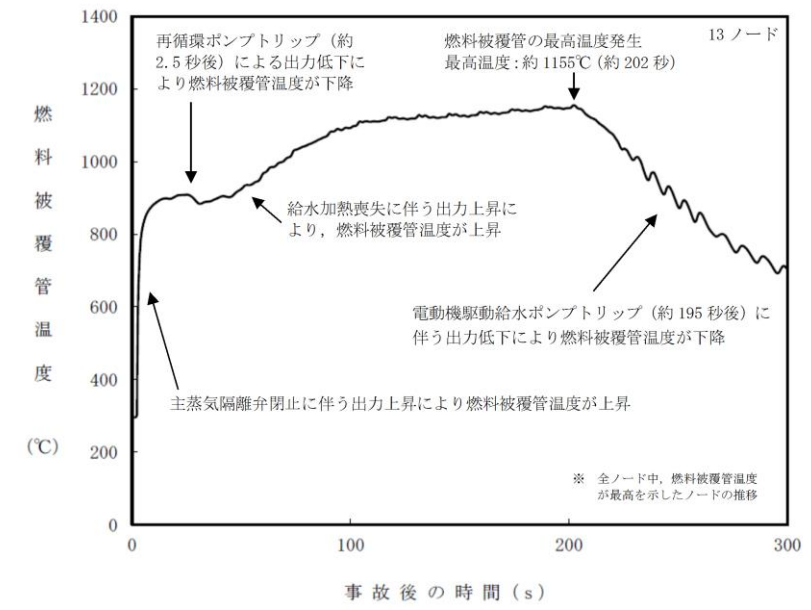
第 2.5.33 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%) (事象発生から 400 秒後まで)

【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	有効性評価上期待する事故対応設備	
		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。	代替制御材再循環ポンプ・トリップ機能	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、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系】 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	格納容器内圧力 (D/W) 原子炉炉水位 (S/C) 原子炉炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉炉水位維持	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。これにより炉心注水流量の全喪失となり、原子炉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炉水位維持が維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系】 代替制御材再循環ポンプ・トリップ機能	原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 (SA) 高圧炉心注水系統流量 低圧炉心注水系統流量
高圧炉心注水系による原子炉炉水位維持	高圧炉心注水系による原子炉炉水位維持	高圧炉心注水系 電水貯蔵槽	原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 高圧炉心注水系統流量 低圧炉心注水系統流量
自動減圧系の自動起動確認	原子炉スクラム発生時に自動減圧系が自動起動すると、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、出力の色澤の上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の自動起動を抑制し、原子炉炉水位の安定を確保する。	自動減圧系の自動起動スイッチ	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉炉水位 (SA)
ほろろ水注入系による原子炉炉水位維持	ほろろ水注入系による原子炉炉水位維持	ほろろ水注入系	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード) 運転	残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード) 運転	【残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード)】	サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード 【残留熱除去系系統流量】

① 【 】：重大事故等対応設備 (設計基準拡張)
■：有効性評価上考慮しない操作

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	重大事故等対応設備	
		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、原子炉スクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が全挿入位置まで挿入されることが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。	A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	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残留熱除去系 (低圧注水系) が自動起動する。	逃がし安全弁 (安全機能)* 高圧炉心スプレイレイ系* サブプレッジョン・チェンバ*	ドライウエル圧力 原子炉炉水位 (SA 広帯域) 原子炉炉水位 (SA 燃料域) 原子炉炉水位 (広帯域)* 原子炉炉水位 (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、原子炉炉水位は低下し、原子炉炉水位異常低下 (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炉水位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* サブプレッジョン・チェンバ*	原子炉炉水位 (SA 広帯域) 原子炉炉水位 (SA 燃料域) 原子炉炉水位 (広帯域)* 原子炉炉水位 (燃料域)* 原子炉炉心スプレイレイ系系統流量*

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

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	重大事故等対応設備	
		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、原子炉スクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	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 【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) サブプレッジョン・チェンバ圧力 (SA) 原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 (広帯域) 原子炉炉水位 (燃料域) 【高圧炉心スプレイレイポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイレイポンプ出口圧力】 【残留熱除去ポンプ出口圧力】
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、原子炉炉水位は低下するが、原子炉炉水位低 (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炉水位維持が維持される。	【高圧炉心スプレイレイ系】 【原子炉隔離時冷却系】 サブプレッジョン・チェンバ	原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 (広帯域) 原子炉炉水位 (燃料域) 【高圧炉心スプレイレイポンプ出口流量】 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】

① 【 】：重大事故等対応設備 (設計基準拡張)

備考
・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
【東海第二】
①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「重大事故等対応設備 (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	重大事故等対処設備		
		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	—	ドライウエル圧力 (S A広帯域) 原子炉水位 (S A広帯域) 原子炉水位 (S A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（サブレーション・プールの冷却系）運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブレーション・プールの冷却系）の運転を開始し、格納容器除熱を開始する。	残留熱除去系（サブレーション・プールの冷却系）* サブレーション・チェンバ*	—	サブレーション・プールの水温度 残留熱除去系系統流量*

① * 既許可の対象となつている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 (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		計装設備
		常設設備	可搬型設備	
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	—	ドライウエル圧力 (S A) サブレーション・チェンバ圧力 (S A) 原子炉水位 (S A) 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 中性子源領域計装
残留熱除去系（サブレーション・プールの冷却モード）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レーション・プールの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（サブレーション・プールの冷却モード）】	—	サブレーション・プールの水温度 (S A) 【残留熱除去ポンプ出口流量】

① 【】：重大事故等対処設備（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 [gauge]	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)	② 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 (動的ドップラ係数)	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	
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	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)
サプレッション・プールバ・プー ル水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5. 2kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
復水貯蔵槽水温	32℃	④ 復水貯蔵槽水温の実績値を踏まえて保守的に設定

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 [gauge]	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%)	① 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止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	② 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 (動的ドップラ係数)	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 (サプレッショ ン・チェンバ)	空間部: 4, 100m ³ 液相部: 3, 300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定)
サプレッション・プール 水温	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力を含む値

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 [gauge]	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	① 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止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	② 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 (動的ドップラ係数)	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 (サプレッショ ン・チェンバ)	空間部: 4, 700m ³ 液相部: 2, 800m ³	③ サプレッション・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
サプレッション・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値として設 定
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	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が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なり、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、プールの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
	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
	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 [gauge] (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	自動運転モード高速ランバック機能には使用できないものと仮定
	逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.51MPa [gauge] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gauge] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gauge] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gauge] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gauge] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gauge] × 4 個, 380t/h/個
	逃がし安全弁	自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁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 [gauge]) 及び原子炉水位低 (レベル1) 到達から 30 秒後
	逃がし安全弁	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
事故条件	起因事象	炉心への反応度印加の観点が厳しい過渡事象として設定
	安全機能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
	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なり、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、事象発生と同時に給水・復水系及び再循環系ポンプがトリップせず、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・プールの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
	外部電源	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定

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が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
	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なり、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、原子炉出力は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・プールの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
	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
	ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	ATWS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
	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

備考
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】


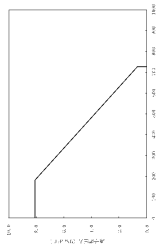
第2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)

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)	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ス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

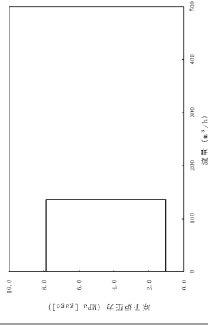
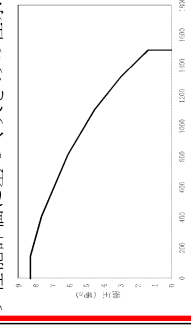
・解析条件の相違
【東海第二】

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) 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
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 秒から非常用ディザ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) 	高圧炉心注水系の設計値として設定 
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 (サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッジョン・チェンバ・プール水温 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

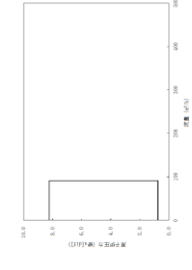
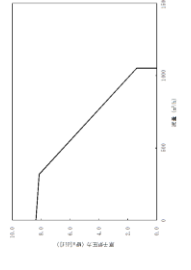
重大事故等対策に関連する機器条件

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 136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) 	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で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 
高圧炉心スプレイ系	<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) 	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 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 

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 [dif] において) サブプレッジョン・プール水温 100℃ 到達後は停止 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心スプレイ系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1 H) 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) 	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
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 (サブプレッジョン・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器 1 基あたり約 9 MW (サブプレッジョン・プール水温 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・プールの冷却モード) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プールの水温が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・プールの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	<ul style="list-style-type: none"> 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・プールの冷却系)	熱交換器1基当たり約53MW (サブプレッション・プールの水温 27.2℃において)	残留熱除去系の設計値として設定
自動減圧系等の自動起動阻止操作	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自動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	自動減圧系等の自動起動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の自動起動阻止操作が完了する事象発生後の4分後からほう酸水注入系の自動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・プールの冷却系) 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自動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・プールの冷却モード) 運転操作	事象発生 11.6分後	サブプレッション・プールの水温度高 (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
BT 判定 (時刻)	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	GEXL 相関式	-
リウエット相関式	修正 Dougal1-Rohsenow 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	G E X L 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
BT 判定 (時刻)	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 後の被覆管表面熱伝達率	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定
リウエット相関式	GEXL 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。

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2.5.1</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>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いる。この評価条件とした理由を以下に示す。</p> <p>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。</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。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>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、</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.1</p> <p>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</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。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。</p> <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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。 <p>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。</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>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。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

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)

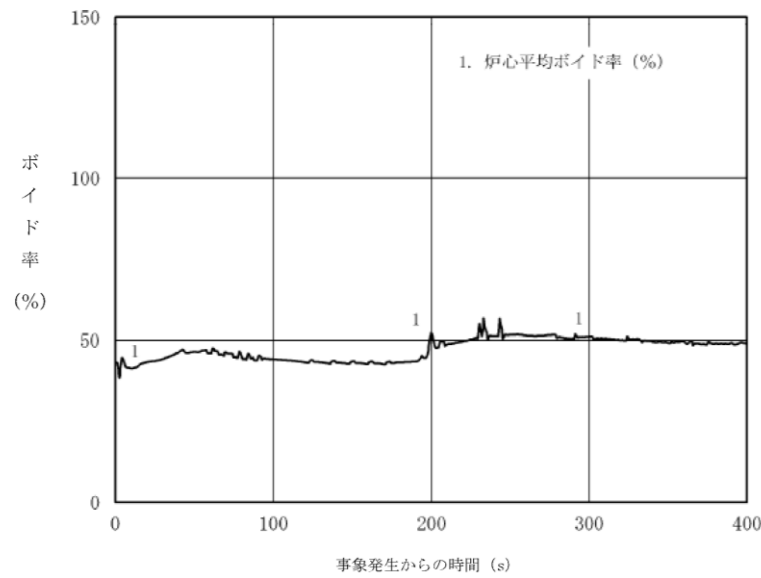
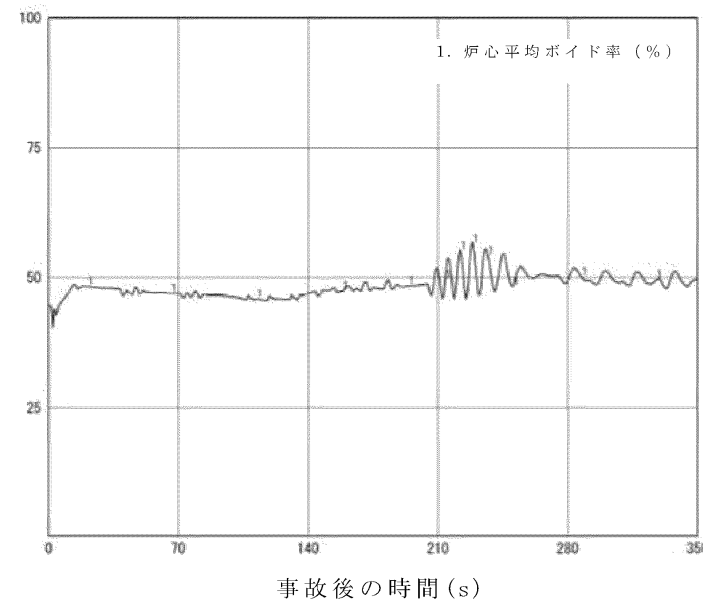


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から400秒後まで)



第1図 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移

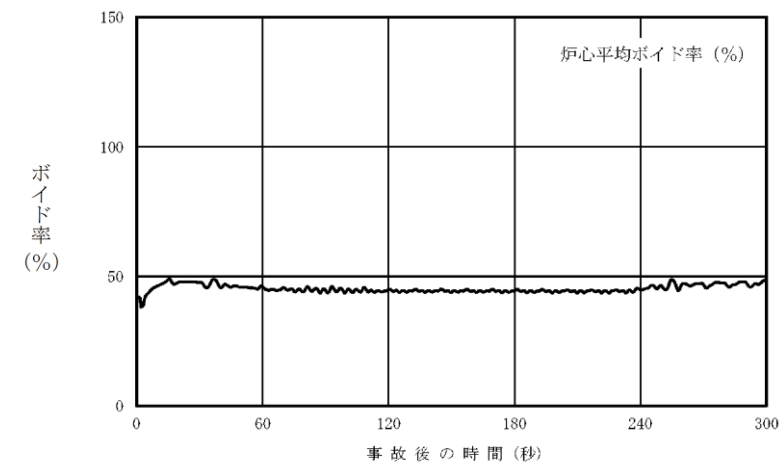


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から300秒後まで)

・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】

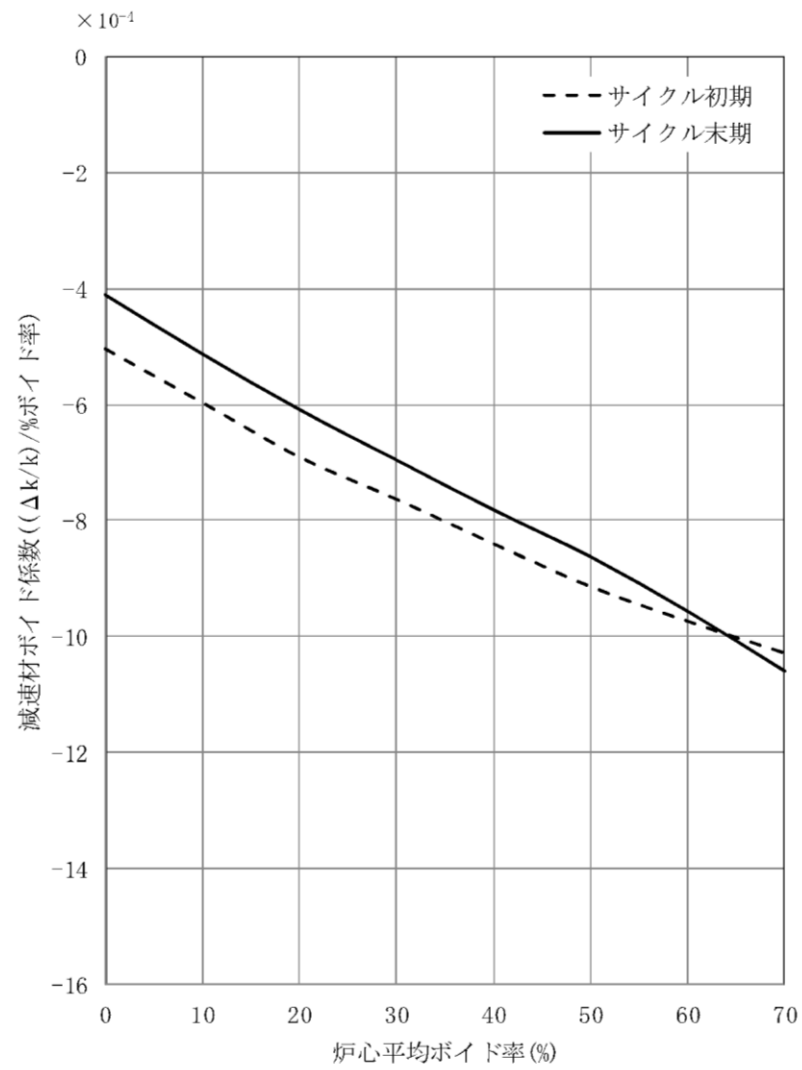
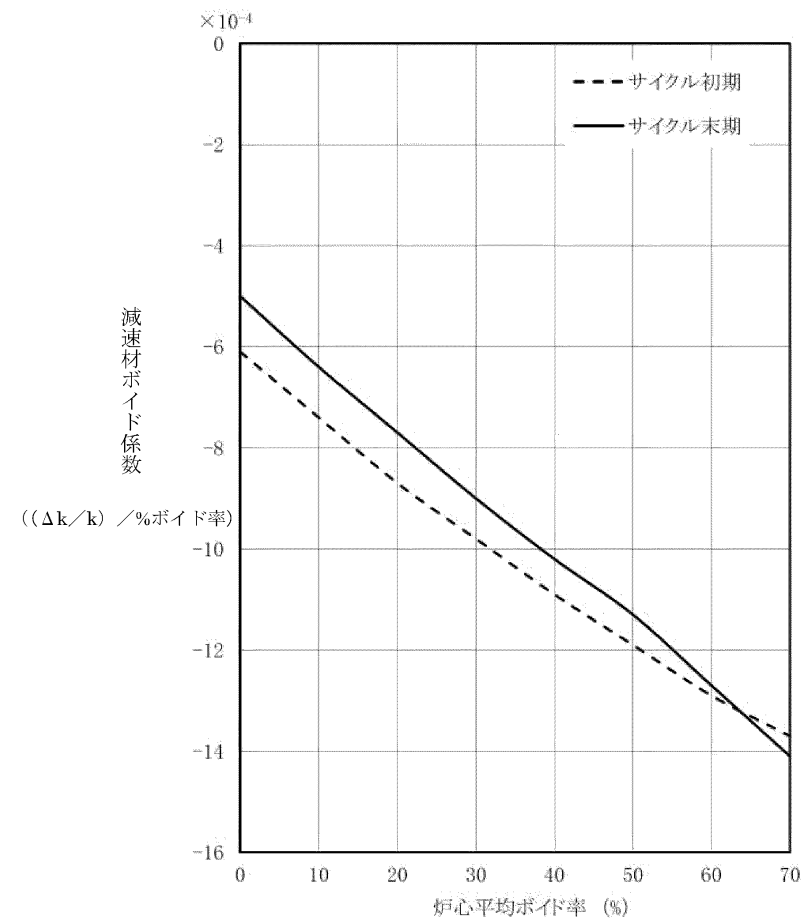


図2 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替え炉心)



第2 図 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

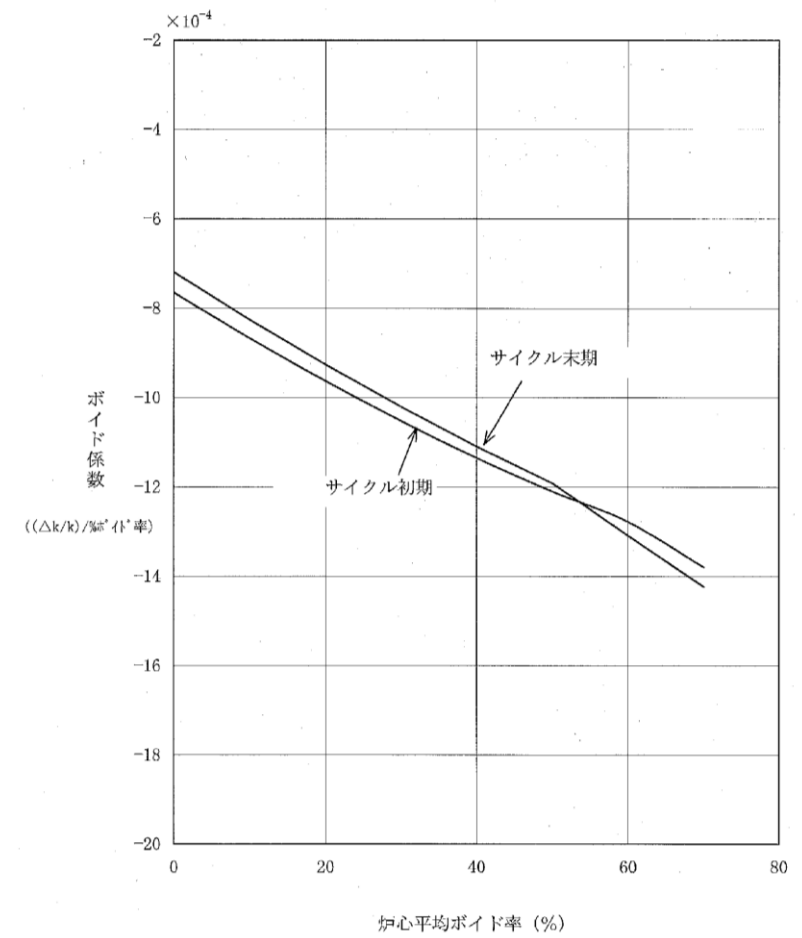


図2 ボイド係数

(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。

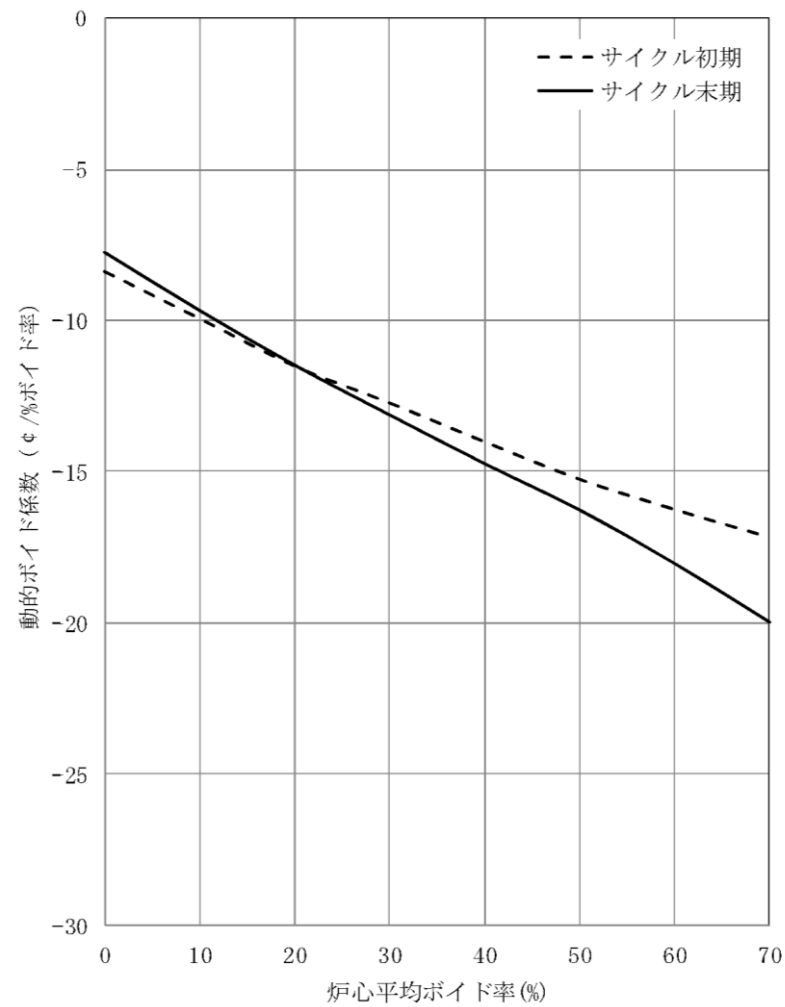
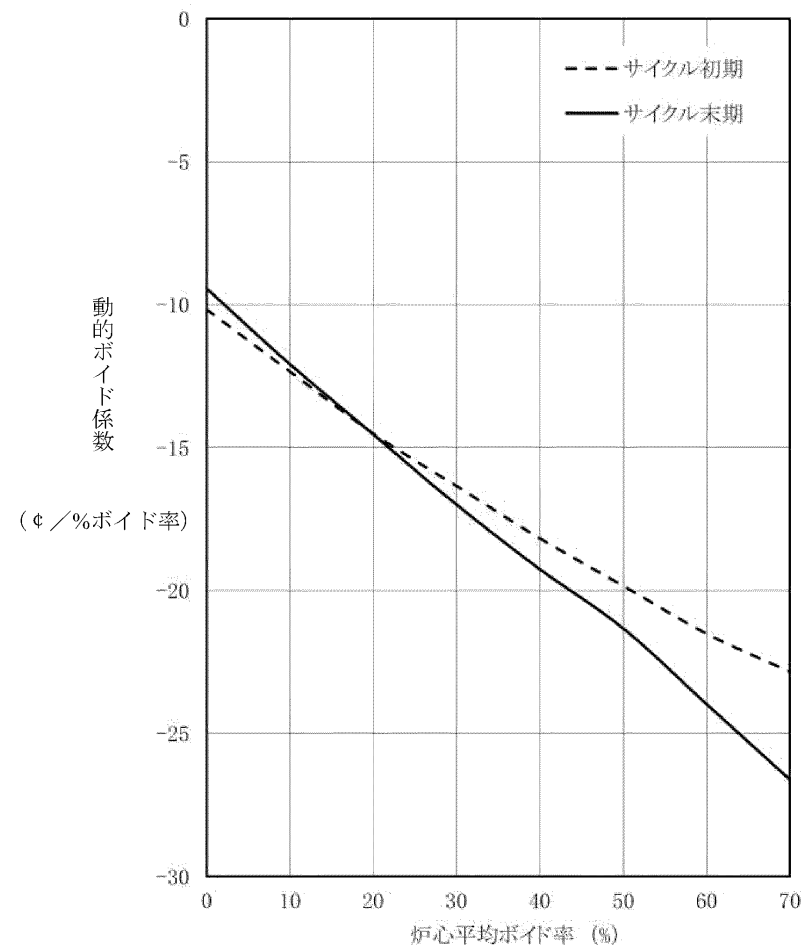


図3 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替え炉心)



第3図 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

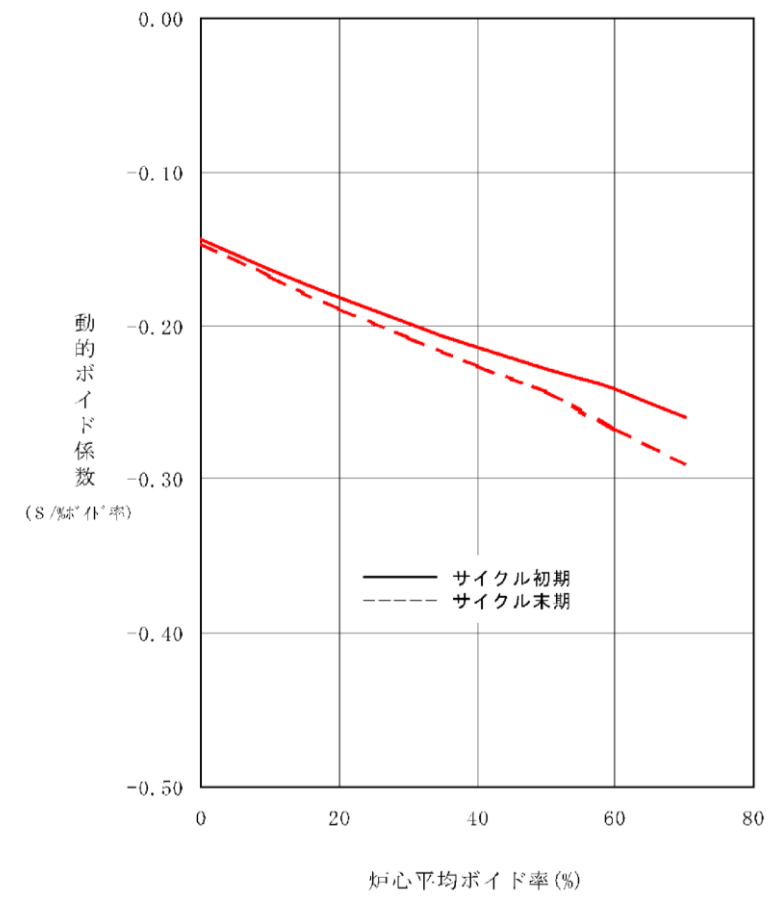


図3 動的ボイド係数

(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られる。</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られる。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

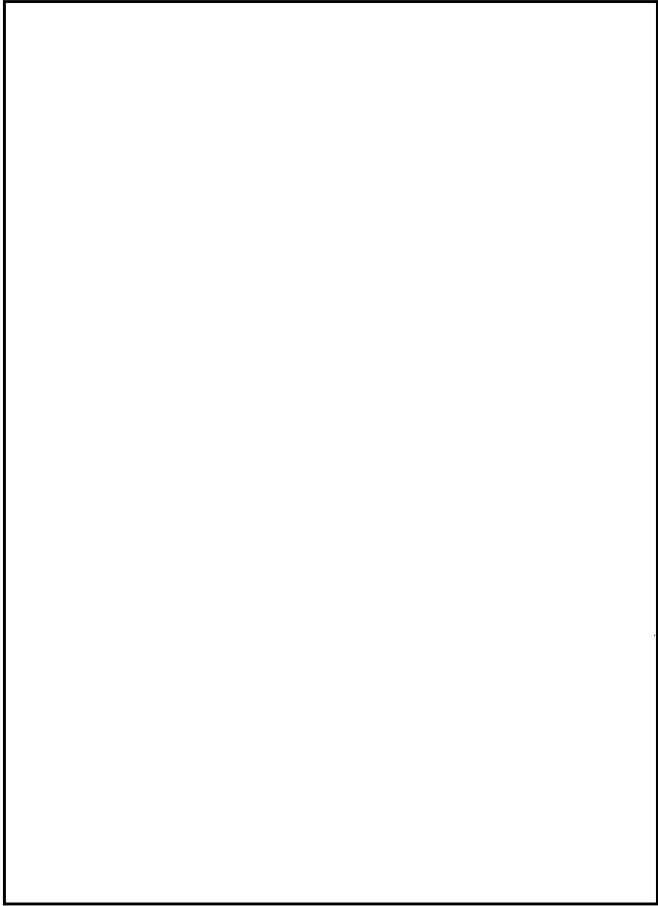
東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

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>

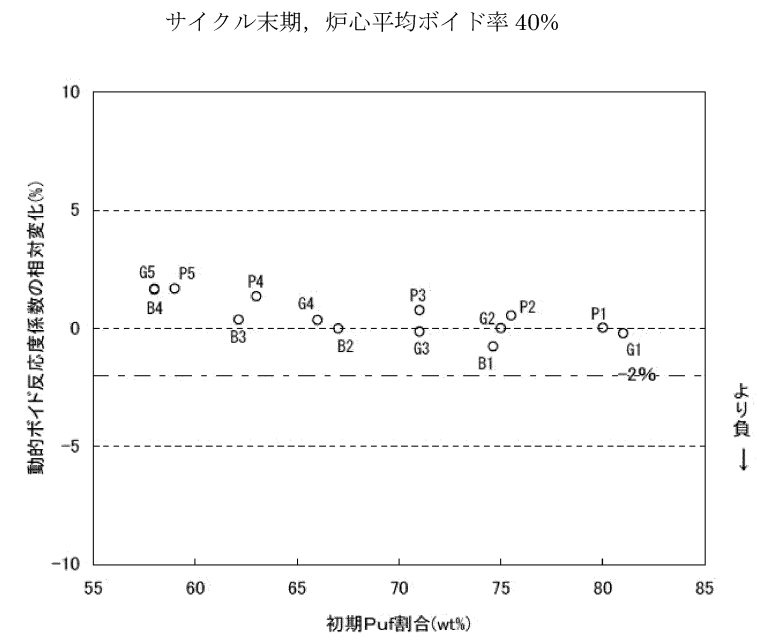


図2 初期P u組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価 (実行遅発中性子割合は各組成の値) (基準は標準組成)

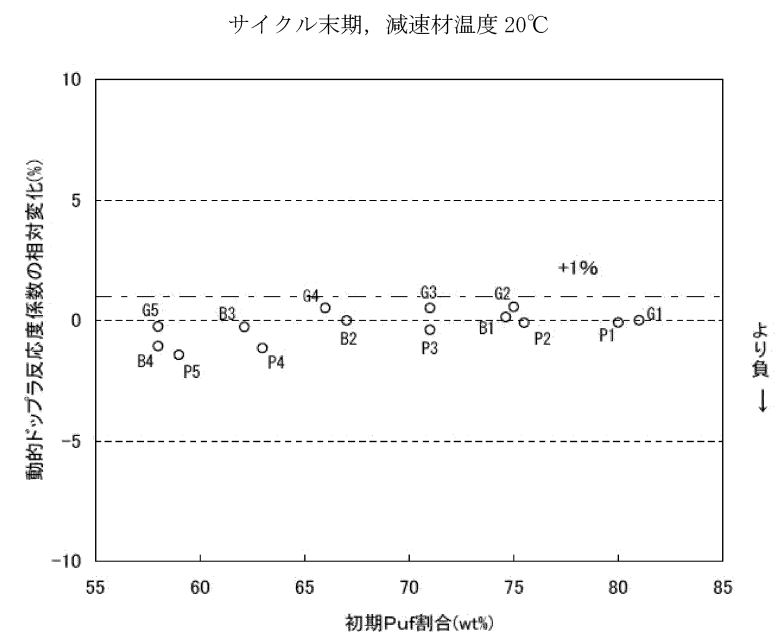


図3 初期P u組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価 (実行遅発中性子割合は各組成の値) (基準は標準組成)

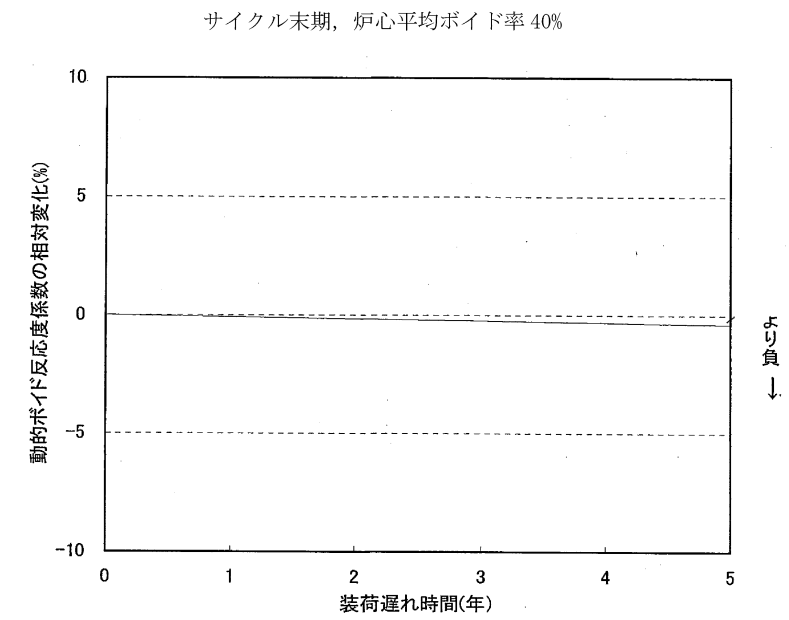


図4 装荷遅れが動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮※) (基準は標準組成)

※ 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。

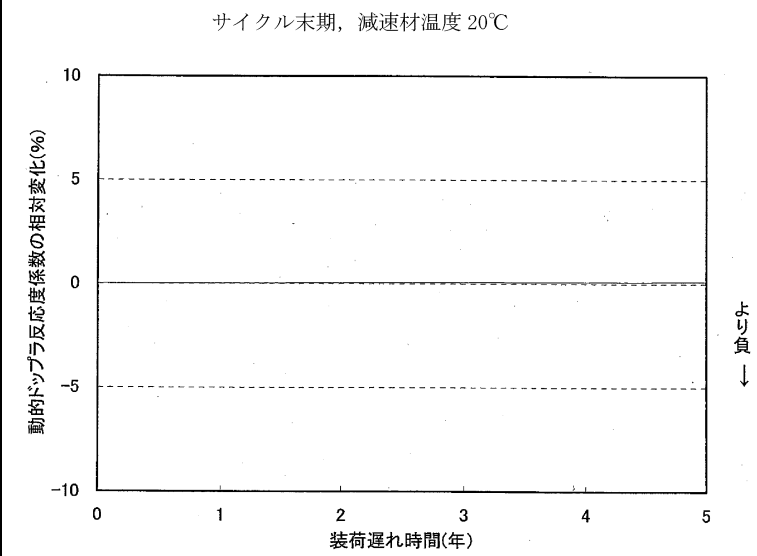


図5 装荷遅れが動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮) (基準は標準組成)

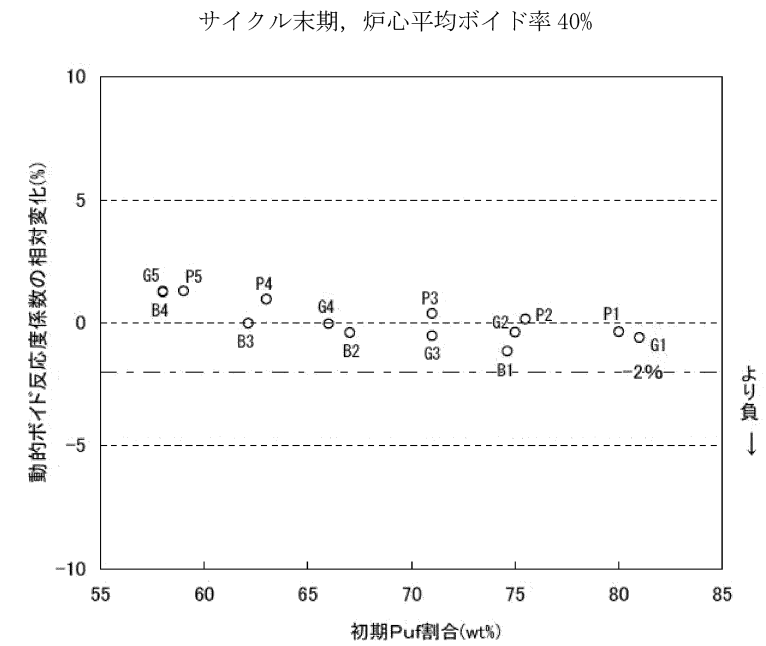


図6 初期組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値, 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮) (基準は標準組成)

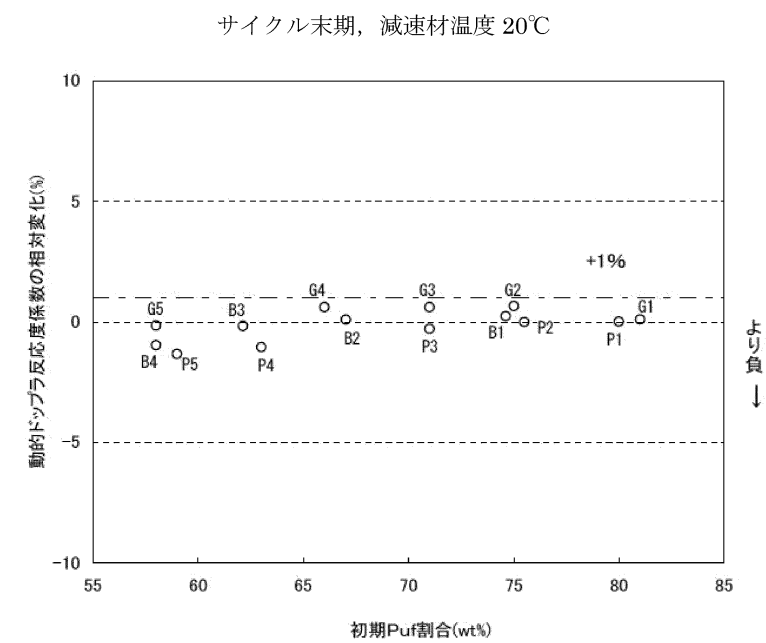


図7 初期組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値, 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮) (基準は標準組成)

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 <input type="text"/> 倍, 動的ドップラ係数で <input type="text"/> 倍を見込む必要がある。このため, 島根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 <input type="text"/> %, 動的ドップラ係数 <input type="text"/> %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: right;">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、<u>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></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>本事象では、<u>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: right;">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、<u>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></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、<u>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: right;">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、<u>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、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個が開放する。</u></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>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、<u>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秒後に自動減圧機能付き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</u></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 【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 【柏崎 6/7, 東海第二】</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>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ない。<u>運転員操作までの10分の時間余裕を考慮していない。</u></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><u>なお、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ない事象発生からの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>圧系等の起動阻止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ない事象発生からの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℃を上回ること</u>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する。</u>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、格納容器温度は150℃を下回るとともに、逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ること</u>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することで、安定状態の維持が可能となる。</u>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℃を上回ること</u>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することで、安定状態の維持が可能となる。</u>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1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間
(原子炉停止機能喪失) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	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
【601】 原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

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

分類	重要現象	解析モデル	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
【601】 原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい

東海第二発電所 (2018.9.12版)

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

分類	重要現象	解析モデル	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
【601】 原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響は小さい

島根原子力発電所 2号炉

備考

