

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.3.4 全交流動力電源喪失 (T B 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>2.3.4 <u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗</u></p> <p>2.3.4.1 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「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗</u>」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, 「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗</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「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗</u>」では, 全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1 個が開状態のまま固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで, 原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため, 開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し, 原子炉水位が低下することから, 緩和措置がとられない場合には, 原子炉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, 全交流動力電源が喪失した状態において, 逃がし安全弁1 個が開固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって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, 直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注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, 逃がし安全弁1 個の開固着によって, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は, <u>所内蓄電式直流電源設備</u>より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し, 原子炉隔離時冷却系による注水停止後は, <u>低圧代替注</u></p>	<p>2.3.3 全交流動力電源喪失 (T B P)</p> <p>2.3.3.1 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「<u>全交流動力電源喪失 (T B P)</u>」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>外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P C S 失敗</u>」, ②「<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+H P C S 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「<u>全交流動力電源喪失 (T B P)</u>」では, 全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1 個が開状態のまま固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで, 原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため, 開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し, 原子炉水位が低下することから, 緩和措置がとられない場合には, 原子炉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, 全交流動力電源が喪失した状態において, 逃がし安全弁1 個が開固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって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, 直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注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, 逃がし安全弁1 個の開固着によって, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は, <u>所内常設直流電源設備</u>より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し, 原子炉隔離時冷却系による注水停止後は, <u>低圧代替注</u></p>	<p>2.3.4 <u>全交流動力電源喪失 (T B P)</u></p> <p>2.3.4.1 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「<u>全交流動力電源喪失 (T B P)</u>」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, 「<u>外部電源喪失+交流電源 (D G - A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (S R V 再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 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「<u>全交流動力電源喪失 (T B P)</u>」では, 全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1 個が開状態のまま固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで, 原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため, 開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し, 原子炉水位が低下することから, 緩和措置がとられない場合には, 原子炉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, 全交流動力電源が喪失した状態において, 逃がし安全弁1 個が開固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって, <u>炉心損傷に至る事故シーケンスグループ</u>である。このため, 重大事故等対策の有効性評価には, 直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注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, 逃がし安全弁1 個の開固着によって, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は<u>所内常設蓄電式直流電源設備</u>より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し, 原子炉隔離時冷却系による注水停止後は, <u>低圧原</u></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>注水系(可搬型)による注水の準備が完了した後、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(可搬型)</u>により炉心を冷却し、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>による注水の準備が完了した以降は<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(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u>、<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>(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」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(可搬型)</u>及び<u>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>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>水系(可搬型)による注水の準備が完了した後、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(可搬型)</u>により炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>による注水の準備が完了した以降は<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>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却、<u>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。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」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(可搬型)</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を整備し、安定状態に向けた対策として、<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><u>子炉代替注水系(可搬型)</u>による注水の準備が完了した後、<u>逃がし安全弁</u>の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>により炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>による注水の準備が完了した以降は<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>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>残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>及び<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を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」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(可搬型)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</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>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>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、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱を実施。 ・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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

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>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代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、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）、格納容器圧力逃がし装置等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2.3.4.1図から第2.3.4.4図に、手順の概要を第2.3.4.5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2.3.4.1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、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32名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は12名である。</p> <p>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等を行うための参集要員46名である。必要な要員と作業項目について第2.3.4.6図に示す。</p>	<p>また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.3-1図に、手順の概要を第2.3.3-2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2.3.3-1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、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）24名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員13名である。</p> <p>また、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、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員</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手段及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.4.1-1(1)図から第2.3.4.1-1(3)図に、手順の概要を第2.3.4.1-2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2.3.4.1-1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、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31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.4.1-3図に示す。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・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。</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</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)の母線が使用不能となり</u>、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><u>員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 図に示す。</u></p> <p><u>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、24 名で対処可能である。</u></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)の母線が使用不能となり</u>、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、<u>低圧代替注水系(可搬型)の準備を開始する。</u></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>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が機能喪失する</u>。これにより、<u>非常用高圧母線(6.9kV)が使用不能となり</u>、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>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> <p>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 東海第二は、本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスが複数あるため、その他の事故シーケンスに関する要員の充足性を確認。柏崎 6/7 及び島根 2 号は、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスはないため記載なし。</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>・記載表現の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、可搬型注水設備の準備を「c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」に記載。</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</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. 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</u>、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量</u>等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電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、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>代替原子炉補機冷却系</u>の準備を開始する。</p> <p>また、逃がし安全弁1個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>の準備を開始する。</p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下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>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</u>等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電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、<u>常設代替交流電源設備</u>の準備を開始する。</p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下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>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）</u>、<u>原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電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、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備を開始する。</p> <p>また、<u>逃がし安全弁1個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。</u></p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（S A）</u>及び原子炉圧力である。</p>	<p>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】 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>

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（可搬型）による原子炉注水準備</u> <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、建屋内操作にて原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）の手動開操作、バイパス流防止弁の開操作及び接続口内側隔離弁の開操作を実施する。</u> 屋外操作にて可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の建屋近傍への配置、ホース接続を実施する。また、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の燃料給油準備を実施する。</p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 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（可搬型）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、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、建屋内操作にて電動弁（残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）を手動開し、屋外操作にて接続口外側隔離弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（可搬型）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 A 系代替注水流量）等である。</p> <p>g. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格</u></p>	<p>d. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（原子炉注水弁及び残留熱除去系注入弁）の手動開操作を実施する。 屋外操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの燃料給油準備を実施する。</p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した 1 個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 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（可搬型）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁 1 個の開固着及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力以下であることを確認し、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて電動弁（原子炉圧力容器注水流量調整弁）を手動開し、屋外操作にて高所東側接続口の弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（可搬型）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。</p> <p>g. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷</u></p>	<p>d. <u>直流電源切替え</u> <u>直流電源切替えについては、「2. 3. 2. 1(3)d. 直流電源切替え」と同じ。</u></p> <p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</u> 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、<u>原子炉建物</u>原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR 注水弁及び FLSR 注水隔離弁）の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。</p> <p>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した 1 個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）5 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 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）及び原子炉圧力である。</p> <p>g. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）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、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（可搬型）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。 低圧原子炉代替注水系（可搬型）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）、低圧原子炉代替注水流量等である。</p> <p>h. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は、直流電源喪失時、逃がし安全弁の電源を確保するために蓄電池を切替える。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 必要な系統構成の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、配管構成の違いにより、バイパス流防止措置は不要。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、開固着した弁と合わせて手順上の弁数を設定。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水が可能となる原子炉圧力以下となる前に注水弁を開操作する。</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>格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>建屋内操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁(残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁)の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水と<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却は、<u>異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。</u></p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>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><u>h. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</u></p> <p><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の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁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。</u></p> <p><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原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作によって中間開操作することで、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実施する。</u></p> <p><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を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</u></p> <p><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を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</u></p> <p><u>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水</u></p>	<p>却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が0.279MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却を実施する。</p> <p>原子炉建屋原子炉棟内の操作にて<u>格納容器冷却に必要な電動弁(残留熱除去系D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁)</u>の手動開操作を実施することで<u>格納容器冷却</u>が開始される。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水と<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却は、同時に実施する。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>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>ドライウェル圧力、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>器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、<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を実施する。</p> <p><u>原子炉建物</u>原子炉棟内の操作にて<u>原子炉格納容器冷却に必要な電動弁(A-RHRドライウェル第2スプレイ弁)</u>の手動開操作を実施することで<u>原子炉格納容器冷却</u>が開始される。</p> <p>なお、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水と<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>は同時に実施する。</p> <p><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(SA)、格納容器代替スプレイ流量</u>等である。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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>位である。</u></p> <p><u>i. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。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ポンプ1台を手動起動する。</p> <p><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）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）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、残留熱除去系系統流量等である。</u></p> <p><u>j. 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><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）による原子炉注水により、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、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）の運転を開始する。格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、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停止する。</u></p> <p><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）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</u></p>	<p><u>h. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</u> 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。</p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）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系海水系を手動起動する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）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等である。</u></p> <p><u>i. 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>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）運転から残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転に切り替える。</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確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</u></p>	<p><u>i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</u> 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）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、残留熱除去ポンプ出口流量等である。</u></p> <p><u>j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。</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（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。</u></p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先する。</p> <p>・</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを</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>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（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を停止し、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。</p> <p>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・プール水冷却を再開する。</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>2.3.4.2 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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」である。</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、スプレ</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。</p> <p>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、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。</p> <p>また、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。</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>2.3.3.2 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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「<u>外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）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</p>	<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）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（格納容器冷却モード）の運転を停止し、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。</p> <p>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、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（格納容器冷却モード）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・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱に切り替える。</p> <p>以降、炉心の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>2.3.4.2 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、外部電源喪失を起因事象とし、すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、すべての注水機能を喪失する「<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+高圧炉心冷却（HPCS）失敗</u>」である。</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）及び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</p>	<p>実施しない。</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>

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>イ冷却、<u>格納容器ベント</u>、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2.3.4.2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、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p><u>全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失</u>を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、逃がし安全弁1個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</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</p> <p>原子炉スクラムは、<u>タービン蒸気加減弁急速閉信号</u>によるものとする。</p>	<p>冷却及びサプレッション・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</u>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2.3.3-2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、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p><u>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失</u>を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、逃がし安全弁1個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</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</p> <p>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>原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う<u>タービン蒸気加減弁急速閉信号</u>及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</p>	<p>レイ冷却及びサプレッション・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>格納容器温度</u>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2.3.4.2-1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、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p><u>すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失</u>を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、逃がし安全弁1個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</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</p> <p>原子炉スクラムは、<u>原子炉水位低(レベル3)信号</u>によるものとする。</p> <p>原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う<u>タービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号</u>及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</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> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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> <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>(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]において)</u> 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約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, <u>84m³/h</u> で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水する。また, <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は, <u>40m³/h</u> の流量で原子炉注水するものとする。</p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</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</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]において)</u> 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, 原子炉減圧には再閉鎖に失敗した 1 個に加えて<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) (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約 6%を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, <u>最大 110m³/h</u> で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水する。また, <u>低圧代替注水系 (可搬型)</u> による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却と併せて行う場合は, <u>50m³/h</u> の流量で原子炉注水するものとする。</p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>抑制に必要なスプレイ流量</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[gage]において)</u> 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>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, 原子炉減圧には再閉鎖に失敗した 1 個に加えて<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) (5 個)</u> を使用するものとし, 容量として, 1 個当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>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, <u>70m³/h</u> で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また, <u>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</u> による原子炉注水を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と併せて行う場合は, <u>30m³/h</u> の流量で原子炉注水するものとする。</p> <p>(e) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び<u>温度</u>抑制に必要なスプレイ流量を考</p>	<p>【東海第二】 島根 2 号炉は, 100%バイパスプラントのため負荷遮断でスクラムしないため, 主蒸気止め弁閉スクラムを記載。</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】 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。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は, 開固着した弁と合わせて手順上の弁数を設定。</p> <p>・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】 島根 2 号炉は, 圧損を保守的に評価した流量を設定。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は, 崩壊熱相当以上の流量を設定。</p> <p>・設備設計の相違 【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>慮し、<u>80m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力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> <u>※1 操作手順においては、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。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>(g) <u>代替原子炉補機冷却系</u> <u>伝熱容量は約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）とする。</u></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> <u>伝熱容量は、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）とする。</u></p> <p>(i) <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、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>を考慮し、<u>130m³/h</u>にて格納容器内にスプレイする。</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>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、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43MW（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>(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>慮し、<u>120m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u> <u>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、1,218m³/hにて原子炉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9MW（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。</u></p> <p>(g) <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、1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,193m³/h）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>島根2号炉は、水蒸気凝縮効果が得られる程度の液滴径となるスプレイ流量を設定。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】</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>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、事象発生<u>4時間後</u>から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が<u>0.18MPa [gage]</u>に到達した場合に実施する。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>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) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、事象発生 <u>3 時間後</u>から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u>に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する前に停止する。</u></p>	<p>のとする。</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) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、事象発生<u>2時間20分後</u>から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) <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操作は、格納容器圧力が<u>384kPa [gage]</u>に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・運用の相違・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることか</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) <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>(f) <u>代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から24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）の起動操作は、事象発生から25.5時間後に開始する。</u></p>	<p>(e) <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</u></p>	<p>(e) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。</u></p> <p>(f) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レ</u></p>	<p>ら、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を実施する。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、準備時間を踏まえて設定。</p> <p>・運用の相違・解析条件の相違 【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>(h) <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、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、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2.3.4.7図から第2.3.4.12図に、燃料被覆管温度、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率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2.3.4.13図から第2.3.4.18図に</u>、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.3.4.19図から第2.3.4.22図に示す。</u></p> <p>※² 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<u>有効燃料棒頂部付近</u>となった場合には、原子</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2.3.3-4 図から第2.3.3-9 図に、燃料被覆管温度、<u>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2.3.3-10 図から第2.3.3-15 図に</u>、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.3-16 図から第2.3.3-19 図に示す。</p> <p>※ 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（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<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（狭帯域）</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が<u>燃料有効長頂部付近</u>となった場合には、</p>	<p><u>ベル3）に到達した場合に開始する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、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2.3.4.2-1(1)図から第2.3.4.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、<u>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2.3.4.2-1(7)図から第2.3.4.2-1(9)図に</u>、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.4.2-1(10)図から第2.3.4.2-1(13)図に示す。</u></p> <p>※ 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（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<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、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が<u>燃料棒有効長頂部付近</u>となった場合には、<u>原子炉水</u></p>	<p>島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を実施する。</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、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。このため、掲載する図の数が異なる。</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>炉水位計（燃料域）にて監視する。<u>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>全交流動力電源喪失後、<u>タービン蒸気加減弁急速閉信号</u>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。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、<u>事象発生とともに10台全てがトリップする。</u></p> <p>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、<u>事象発生から約1.5時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。</u>このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。</u>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって、<u>逃がし安全弁2個を手動開すること</u>で実施する。</p> <p>逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（可搬型）による注水</u>が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p><u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（可搬型）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</u></p>	<p>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>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、<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て原子炉水位は維持される。<u>再循環系ポンプ</u>については、外部電源喪失により、<u>事象発生とともに2台全てがトリップする。</u></p> <p>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、<u>事象発生から約1.3時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。</u>このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。</u>原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて中央制御室からの遠隔操作によって<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）（6個）</u>を手動開すること</p> <p>逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（可搬型）による注水</u>が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p><u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（可搬型）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</u></p>	<p>位（燃料域）にて監視する。<u>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>全交流動力電源喪失後、<u>原子炉水位低（レベル3）信号</u>が発生して原子炉がスクラムし、また、<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て原子炉水位は維持される。<u>再循環ポンプ</u>については、外部電源喪失により、<u>事象発生とともに全台がトリップする。</u></p> <p>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、<u>事象発生から約1.4時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。</u>このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。</u>原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて中央制御室からの遠隔操作によって<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）5個</u>を手動開すること</p> <p>逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水</u>が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</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。 ・解析結果の相違【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、手順上の弁数を設定。 ・解析結果の相違【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、おおむね冠水維持する結果となる。 ・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><u>る。</u></p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が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（可搬型）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による原子炉格納容器除熱を行う。</u></p> <p><u>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約18時間経過した時点で実施する。なお、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）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。</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から25.5時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水に切替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、ベントラインを閉じて、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ものとする。</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。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び蒸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（可搬型）による格納容器冷却を行う。</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から約24時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に切り替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、残留熱除去系による格納容器除熱を行うものとする。</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。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が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を行う。</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を行うものとする。</u></p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、準備時間を踏まえて設定。</p> <p>・運用及び解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を実施する。</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>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.4.13 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805℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの2%以下であり、15%以下となる。</u></p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.3.4.7 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(可搬型)</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にかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約144℃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><u>第2.3.4.8 図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系(可搬型)</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。</p> <p>その後は、<u>25.5 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注水及び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;"><u>(添付資料2.3.4.1)</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.3-10 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746℃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。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。</u></p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.3.3-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約8.16MPa[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8.46MPa[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>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却及び<u>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ことによって、<u>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><u>第2.3.3-5 図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系(可搬型)</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。</p> <p>その後は、<u>約24 時間後に残留熱除去系による原子炉注水及び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;"><u>(添付資料2.3.3.1)</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.4.2-1(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。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。</u></p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.3.4.2-1(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<u>温度</u>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>残留熱除去系(格納容器冷却モード)</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にかかる圧力及び温度の最大値は、約384kPa[gage]及び約151℃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><u>第2.3.4.2-1(2)図</u>に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</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。</p> <p>その後は、<u>24 時間 30 分後に残留熱除去系による原子炉注水及び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;"><u>(添付資料2.3.4.1)</u></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】 島根2号炉は、PCTが発生していない。</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】 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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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、準備時間を踏まえて設定。</p> <p>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>格納容器圧力逃がし装置等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、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等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。</u></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<u>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</u>について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.3.4.3 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。 <u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗</u>では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水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、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作、</u></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>2.3.3.3 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。 全交流動力電源喪失(TBP)では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水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、<u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作(低圧代替注水系(可搬型)の準備操作含む。)</u>及び<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器</u></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>2.3.4.3 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。 <u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水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、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作及び<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉</u></p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は敷地境界での実効線量評価は、格納容器フィルタベント系を実施し、ベント時間が最短である「2.6LOCA 時注水機能喪失」において実施している。</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>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作, <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及び代替原子炉補機冷却系運転操作</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 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</p>	<p>冷却操作とする。</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</p>	<p>格納容器冷却操作とする。</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</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 炉心が一時的に露出するが, その期間は短く, おおむね冠水維持していることから, 燃料被覆管温度の有意な上昇はない。

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>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。</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（可搬型）</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（可搬型）</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: right;">(添付資料2.3.4.2)</p>	<p>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>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。</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<u>雰囲気温度</u>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（可搬型）</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<u>雰囲気温度</u>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（可搬型）</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: right;">(添付資料 2.3.3.2)</p>	<p>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。</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<u>温度</u>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>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>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: right;">(添付資料 2.3.4.2)</p>	<p>備考</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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、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、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、<u>気液界面の熱伝達の不確かさ</u>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2.3.4.2)</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、<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、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、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>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。</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2.3.3.2)</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、<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、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね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</u>はないことから、<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一時的に下回るが、炉心はおおむね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</u>はないことから、<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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有意な上昇はない。</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 (添付資料2.3.4.2)	備考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.3.4.2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 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, 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, また, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが, 操作手順(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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.3.3-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 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, 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31GWd/tであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, また, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが, 操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること)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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.3.4.2-1表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる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, 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, また, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが, 操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること)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>備考</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号炉は, 残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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>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、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(可搬型)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.2)</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ことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約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は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の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、サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、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>機器条件の残留熱除去系(低圧注水系)及び低圧代替注水系(可搬型)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.3.2)</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ことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ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>サブプレッション・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>機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.2)</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ことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約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、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ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>・整理方針の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>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>・実績値の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉の最確条件を記載。</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、炉心が一時的に露出するが、その期間は短く、おおむね冠水維持していることから、燃料被覆管温度の有</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，評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）</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。 <u>(添付資料2.3.4.2)</u></p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 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事象発生から<u>4時間後</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，実態</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，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）</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。 <u>(添付資料2.3.3.2)</u></p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 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事象発生から<u>3時間1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>全交</u></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，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）</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。 <u>(添付資料2.3.4.2)</u></p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 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事象発生から<u>2時間20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，</p>	<p>意な上昇はない。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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>・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>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、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から<u>4時間後</u>を設定している。運転員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ため、操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>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]</u>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、<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、操作時間に与える影響はない。</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は遅れる可能性があるが、運転員（現場）は、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><u>流動力電源喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、同一の運転員による並列操作はなく、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から<u>3時間後</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>全交流動力電源喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（可搬型）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いることから、操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、同一の運転員による並列操作はなく、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>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]</u>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、<u>可搬型代替注水中型ポンプ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異なる要員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</p>	<p><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ため、運転員等操作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。</u></p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から<u>2時間20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>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、当該操作は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。</u></p> <p>操作条件の<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操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力<u>384kPa[gage]</u>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、<u>実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約21時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。</u></p> <p><u>また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定</u></p>	<p>注水設備の準備時間の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、解析上の設定が実態の操作時間と同等であるが、東海第二では時間余裕を含めて設定していることから、早まる場合の影響について記載。 運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、解析上の設定が実態の操作時間と同等であるが、東海第二では時間余裕を含めて設定していることから、早まる場合の影響について記載。 運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。 解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、大量送水車1台で原子炉注水及

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>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18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上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、操作開始時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、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という点では問題とはならない。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）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。</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24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替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、</u></p>	<p>間は遅れる可能性があるが、並列して実施する場合がある操作は異なる要員による実施が可能であるため、この他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.3.2)</p>	<p><u>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。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。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。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.4.2)</p>	<p>び格納容器スプレイを実施する。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能と</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>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>(添付資料2.3.4.2)</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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、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<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。<u>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</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、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<u>解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、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>操作条件の<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は<u>解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、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>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>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>可搬型代替注水中型ポンプ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異なる要員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</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、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<u>解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<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ため、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<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>なる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、解析上の設定が実態の操作時間と同等であるが、東海第二では時間余裕を含めて設定していることから、早まる場合の影響について記載。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、解析上の設定が実態の操作時間と同等であるが、東海第二では時間余裕を含めて設定していることから、早まる場合の影響について記載。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、大量送水車1台で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。</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><u>える影響は小さい。</u></p> <p><u>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。</u></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。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</u></p> <p>(添付資料2.3.4.2)</p>	<p>上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.3.3.2)</p>	<p>(添付資料2.3.4.2)</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p>
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第2.3.4.23図から第2.3.4.25図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作については、<u>運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から5時間10分後（操作開始時間70分の時間遅れ）</u>までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第2.3.3-20図から第2.3.3-22図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水操作については、<u>運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から3時間56分後（操作開始時間55分の時間遅れ）</u>までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による注水が開始できれば、燃料被覆管の</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第2.3.4.3-1(1)図から第2.3.4.3-1(3)図に示すとおり、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（可搬型）</u>による原子炉注水操作については、<u>事象発生から3時間5分後（操作開始時間の45分程度の遅れ）</u>までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約805℃となり、1,200℃以下となることか</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の再起動は想定していない。</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>約808℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（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9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18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>また、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20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>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、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24時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.3.4.2, 2.3.4.3)</p>	<p>最高温度は約875℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約14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>(添付資料2.3.3.2, 2.3.3.3)</p>	<p>ら、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</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21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>(添付資料2.3.4.2, 2.3.4.3)</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 【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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</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>(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>(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>	

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>2.3.4.4 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「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」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、「2.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり32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>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は46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「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」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><u>原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に</p>	<p>2.3.3.4 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「<u>全交流動力電源喪失（T B P）</u>」において、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、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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>また、<u>事象発生2時間以降に必要な参集要員は6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「<u>全交流動力電源喪失（T B P）</u>」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><u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ</p>	<p>2.3.4.4 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「<u>全交流動力電源喪失（T B P）</u>」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.4.1(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<u>運転員、緊急時対策要員等</u>の45名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（T B P）</u>」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><u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>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</p>	<p>・運用及び体制の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</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実施可能な体制を整備</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>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> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</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実施可能である。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p>

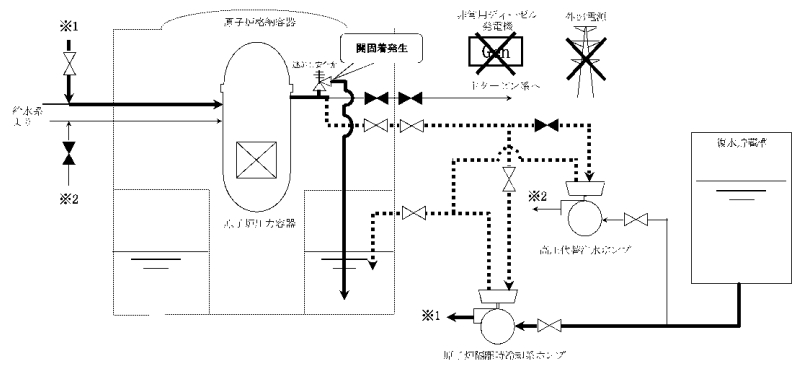
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>よる格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、<u>号炉あたり合計約2,100m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約4,200m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、各号炉の復水貯蔵槽に<u>約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能であり、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.4)</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<u>6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、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21kL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用の大容量送水車(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。</u></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655kL)。</u></p> <p><u>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代</u></p>	<p>については、7日間の対応を考慮すると、<u>合計約2,160m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>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り、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</u></p> <p>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て注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.3.4)</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<u>約352.8kLの軽油が必要となる。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。可搬型代替注水中型ポンプ(2台)による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ(2台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ(2台)による原子炉注水及び格納容器スプレイについて、7日間の継続が可能である。</u></p>	<p>イについては、7日間の対応を考慮すると、<u>合計約1,000m³の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、<u>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。輪谷貯水槽(西1/西2)は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽(西1/西2)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、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.4)</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<u>約352m³の軽油が必要となる。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>低圧原子炉代替注水系(可搬型)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、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³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低圧原子炉代替注水系(可搬型)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、7日間の運転継続が可能である。</u></p>	<p>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> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</p> <p>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> <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】</p> <p>島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>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</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>替交流電源設備用燃料タンク</u> (約100kL) にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、<u>これら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>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)</u> による原子炉注水及び格納容器スプレイ、<u>代替原子炉補機冷却系の運転</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</u>による電源供給及び<u>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>(添付資料2.3.4.5)</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>6号炉で約1,174kW</u>、<u>7号炉で約1,184kW</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>(添付資料2.3.4.6)</p> <p>2.3.4.5 結論</p> <p>事故シナリオグループ「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</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日間の運転継続に約<u>70.0kL</u>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</u>にて約<u>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。</p> <p>(添付資料2.3.3.5)</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4,510kW</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5台</u>) 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>(添付資料2.3.3.6)</p> <p>2.3.3.5 結論</p> <p>事故シナリオグループ「<u>全交流動力電源喪失 (TBP)</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</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日間の運転継続に約<u>8m³</u>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンク</u>にて約<u>45m³</u>の軽油を保有しており、<u>この使用が可能であることから</u>、<u>緊急時対策所用発電機</u>による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.4.5)</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4,268kW</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2.3.4.6)</p> <p>2.3.4.5 結論</p> <p>事故シナリオグループ「<u>全交流動力電源喪失 (TBP)</u>」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p>	<p>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>・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。</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>

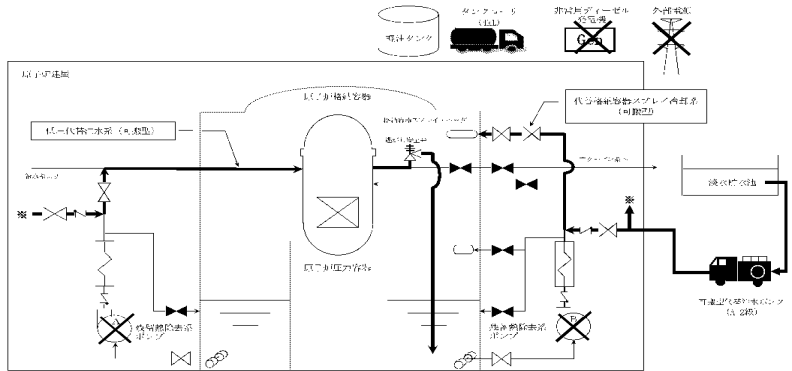
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シナリオグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系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>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いる。</p>	<p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失（TBP）」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（可搬型）</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>残留熱除去系（低圧注水系）</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（可搬型）</u>による格納容器冷却手段並びに<u>残留熱除去系（代替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>による格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>事故シナリオグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」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（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</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>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>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並びに<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<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>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p>
<p>事故シナリオグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」の重要事故シナリオ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</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（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<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>、<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>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失（TBP）」の重要事故シナリオ「<u>外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS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（可搬型）</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>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却並びに<u>残留熱除去系（代替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>事故シナリオグループ「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」の重要事故シナリオ「<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+高圧炉心冷却（HPCS）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（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</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並びに<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<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>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 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>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、<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>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁による原子炉注水</u>、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系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「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗</u>」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<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>低圧代替注水系（可搬型）</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（可搬型）</u>による<u>格納容器冷却</u>、<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による<u>格納容器除熱</u>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「<u>全交流動力電源喪失（T B P）</u>」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<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>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</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<u>原子炉格納容器冷却</u>、<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>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「<u>全交流動力電源喪失（T B P）</u>」に対して有効である。</p>	<p>除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p>

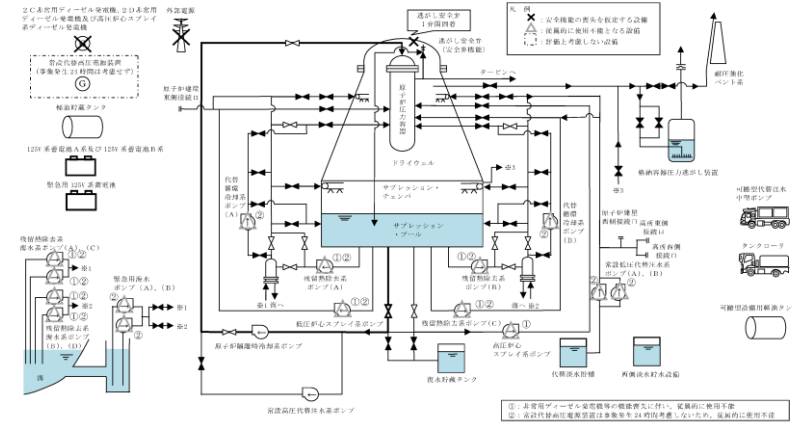
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			<p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p>



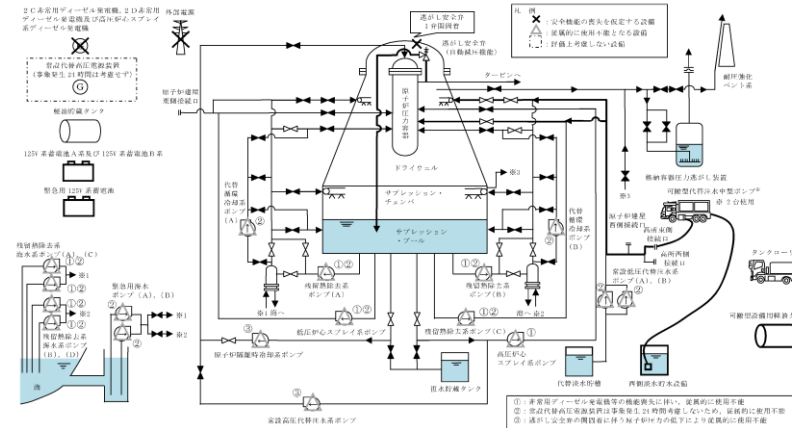
第 2.3.4.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉注水)



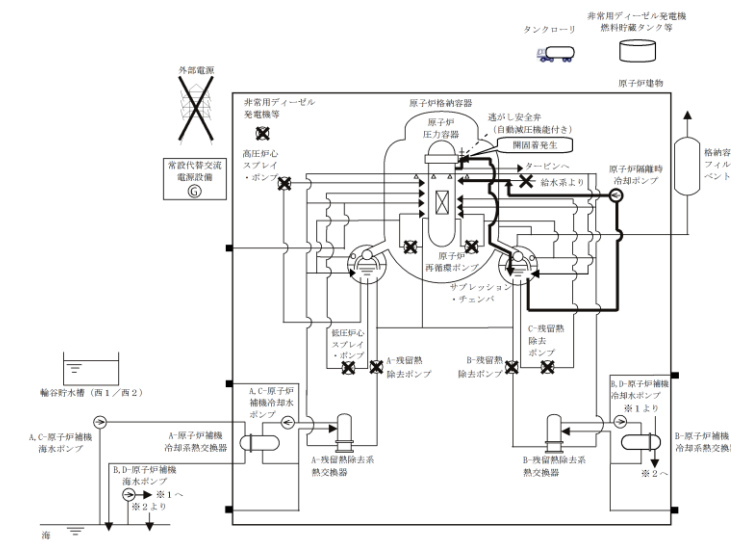
第 2.3.4.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



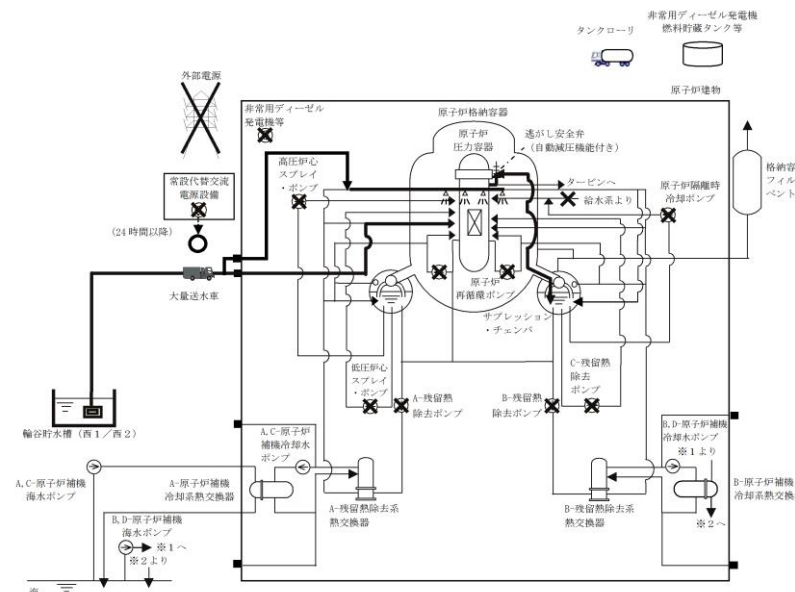
第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



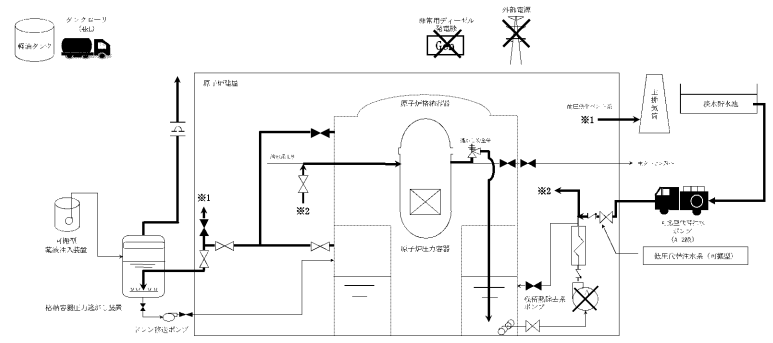
第 2.3.4.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



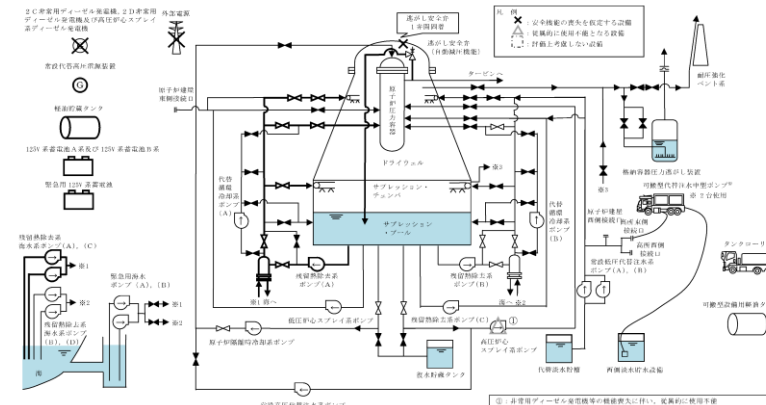
第 2.3.4.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

備考
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

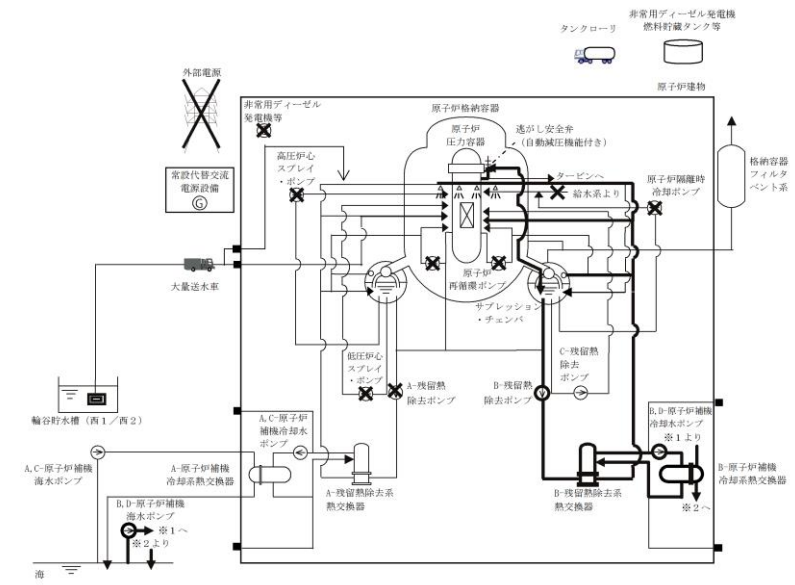
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は, 残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。



第 2.3.4.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」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)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



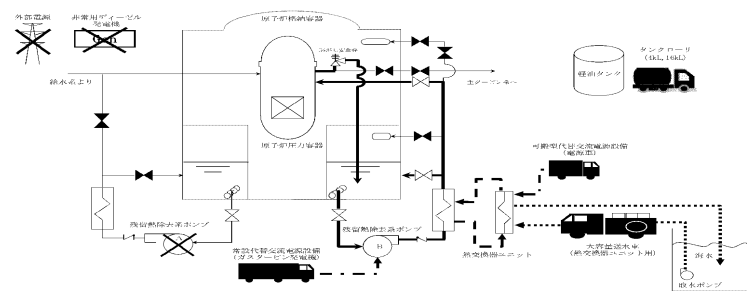
第 2.3.4.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・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】

島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。

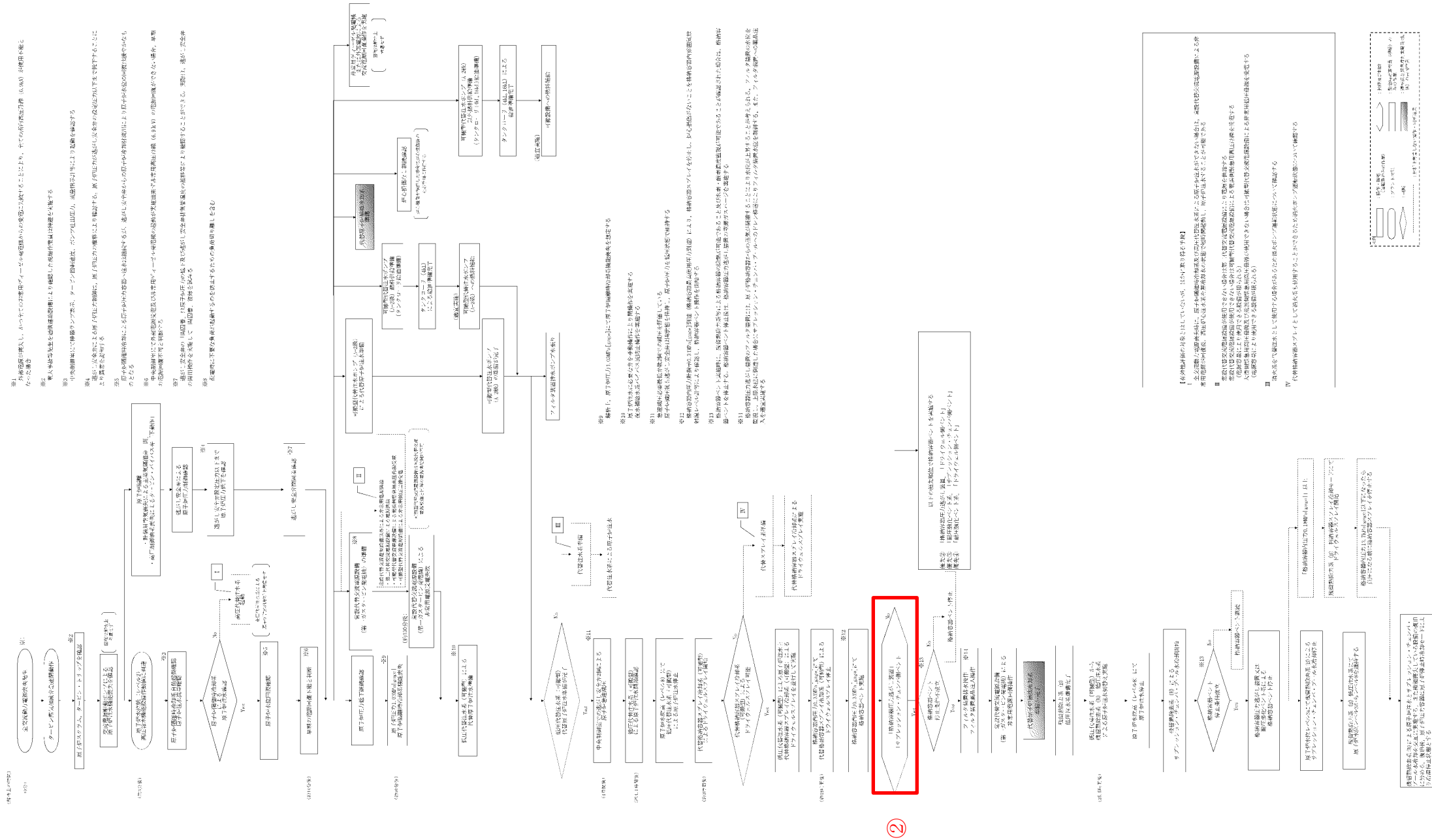
島根 2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を実施する。



第 2.3.4.4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」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)

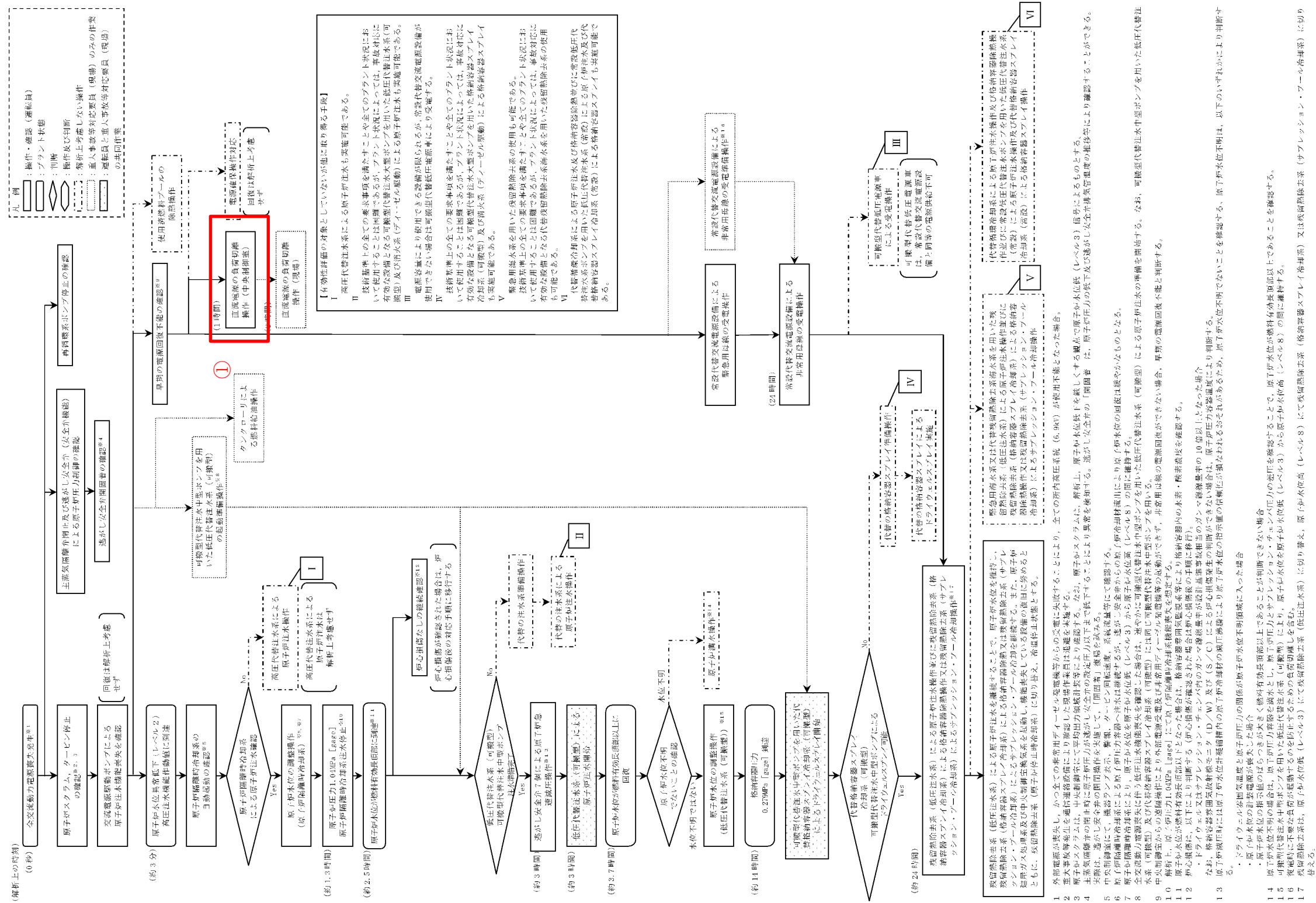
※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉水位をレベル 3～レベル 8 の範囲で維持する。

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-2図「全交流動力電源喪失(TBP)」の対応手順の概要」の備考欄参照。



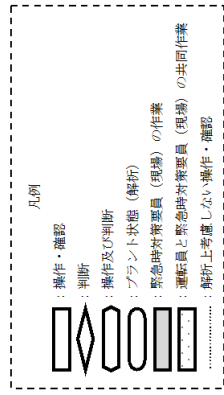
第2.3.4.5 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」の対応手順の概要

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-2図「全交流動力電源喪失(TBP)」の対応手順の概要」の備考欄参照。



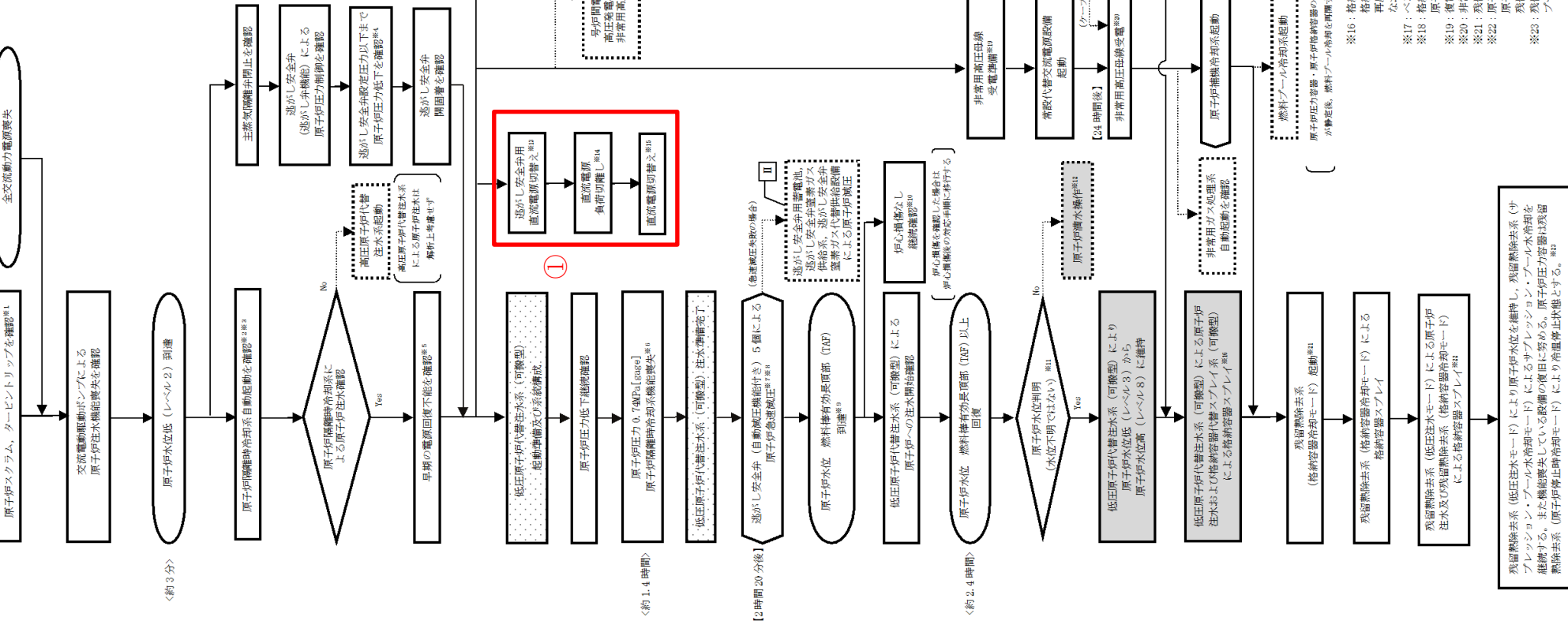
第2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の対応手順の概要

- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼルの発電機が停止することにより、全ての炉内高圧系統 (6.9kV) が使用不能となった場合。
- ※2 重事故等発生を通信連絡設備により検知した現業作業員は速報を基に、原子炉停止を指示する。なお、原子炉停止の指示は、原子炉停止ボタン (レベル3) の操作によるものとす。
- ※3 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※4 主電源喪失発生時の原子炉停止ボタン (レベル3) の操作は、原子炉停止ボタン (レベル3) の操作によるものとす。
- ※5 中央制御室にて、緊急停止ボタン (レベル3) を操作し、原子炉停止ボタン (レベル3) の操作によるものとす。
- ※6 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※7 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※8 全交流動力電源喪失に伴う原子炉停止ボタン (レベル3) の操作は、原子炉停止ボタン (レベル3) の操作によるものとす。
- ※9 中央制御室から、原子炉停止ボタン (レベル3) の操作によるものとす。
- ※10 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※11 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※12 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※13 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※14 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※15 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※16 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。
- ※17 原子炉停止ボタン (レベル3) の操作により、原子炉停止ボタン (レベル3) から原子炉停止ボタン (レベル3) の間に維持する。



凡例
 ◇ : 判断
 □ : 操作・確認
 ○ : 開始・終了
 → : 操作及び判断
 ○ : プラント状態 (操作)
 ○ : 緊急時対策要員 (現場) の作業
 ○ : 運転員と緊急時対策要員 (現場) の共同作業
 ○ : 解析上考慮しない操作・確認

- ※1: 原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉システムにて、原子炉システムに平均出力順調計算により確認する。重大事象発生を通過監視設備により確認した現場作業員は速速に退避する。
- ※2: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上約3分) 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確認する。
- ※3: 原子炉降圧時冷却系による原子炉圧力容器への注水は継続するが、逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は遅やかなものになる。
- ※4: 主蒸気加熱弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の閉閉塞時は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。異常は、逃がし安全弁の閉閉塞を確認して、「閉閉塞」復旧を要する。
- ※5: 中央制御室からの遠隔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圧力容器の電源回復ができない場合、直ちに電源回復後と判断する。
- ※6: 解析上、原子炉圧力0.7MPa[gage]にて原子炉降圧時冷却系運転を想定する。
- ※7: 低圧原子炉代管注水系 (可搬型) による注水準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 5個を開放し、閉塞した逃がし安全弁と合わせて6個による原子炉急減圧を実施する。
- ※8: 原子炉急減圧時には原子炉水位計監視室内の原子炉冷却材の減圧機構により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明ではないことを確認する。
- ※9: 原子炉水位 (燃料棒有効長頂部 (RAF) 以下) となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を監視する。
- ※10: 原子炉水位 (燃料棒有効長頂部 (RAF) 以下) となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を監視する。
- ※11: 原子炉水位不明は以下により確認する。
 - ・格納容器等周気放熱線モニタのガンマ線検出率相当のガンマ線検出率の10倍を超えた場合
 - ・炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 - ・原子炉水位の指示値にばらつきがある、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (RAF) 以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明時曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - ・継続降圧時原子炉水位と炉心損傷がばらばら一致し、有意な差が認められない場合
- ※12: 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバの圧力の差圧を確認すること
- ※13: 逃がし安全弁用直圧電源をB-115V系電源からS.A用115V系電源へ切り替える。
- ※14: 必要な制御電源以外の負荷を切替える。
- ※15: 必要な制御電源をB-115V系電源からB-115V系電源 (S.A) へ切り替える。



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取捨選択が必要】
 I: 常設代替交流電源設備が使用できない場合は、原子炉電機系統又は高圧発電機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: 逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源操作を行う。
 III: 原子炉降圧時冷却系による断熱機能確保も実施可能である。

第2.3.4.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (T.B.P)」の対応手順の概要

備考

- ・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①島根2号炉は、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。
 ・記載方針の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①島根2号炉は、直流電源切替え操作を記載。
 ・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除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失(TBP)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再開失敗							経過時間(分)										備考				
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容														
	責任者		当直長		1人			中央監視													
	指揮者	6号	7号	当直副長	1人	緊急時対策本部連絡															
情報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡																
運転員(中絶)		運転員(規程)		緊急時対策要員(現場)																	
6号		7号		6号		7号		6号		7号											
状況判断	2A A, B	2A a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉システム、タービン・トリップ確認 ・逃がし安全弁「閉鎖」確認 ・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認	10分													
原子炉注水操作	0A A	0A a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	10分	原子炉隔離時冷却系での注水は、原子炉注水1.03MPaまで実施												
発電機同期復旧操作 (解断上導線せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 確認回復 ・外部電源 回復												必要可成り実施可能		
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	0A A	0A a	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動	30分											必要可成り実施可能		
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	0A B	0A b	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 給電	10分													
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 B系 受電準備 操作	0A B	0A b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 B系 受電準備(中央制御室)	20分													
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・放射線防護設備準備	10分													
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 B系 受電準備 (電燈受電準備)	50分													
-	-	0A E, F	0A e, f	-	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 B系 受電準備 (コントロール電燈制御)	50分													
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 D系 受電操作 /受電失敗確認	0A B	0A b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 D系 受電確認	10分													
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・非常用高圧母線 D系 受電/受電失敗	10分													
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 C系 受電準備 操作	0A B	0A b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電準備(中央制御室)	20分													
	-	-	0A E, F	0A e, f	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 C系 受電準備	50分													
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 C系 受電操作 /受電失敗確認	0A B	0A b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電確認	10分													
	-	-	0A E, F	0A e, f	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電/受電失敗	10分													
常設代替交流電源設備 停止操作 (第一ガスタービン発電機)	0A B	0A b	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 停止	10分													
低圧代替注水系(可搬型)による 原子炉注水準備操作	-	-	-	-	10A	-	・放射線防護設備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による原子炉への注水 準備(可搬型代替注水ポンプ(A-2機)移動、ホース敷設 (淡水貯水槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2機)、可搬型 代替注水ポンプ(A-2機)から接続口、ホース水張り)	230分													
	-	-	0A C, D E, F	0A c, d e, f	-	-	・現場移動 ・ユニハンドラリンク機構取り外し ・電動弁等現場系接続 (洗浄水弁・原子炉注水弁) (パイプス漏防止措置)	150分													
低圧代替注水系(可搬型)による 原子炉注水操作	0A A	0A a	-	-	-	-	・原子炉減圧操作 ・原子炉注水状態確認	5分											適宜実施		
	-	-	-	-	10A ↓ 0A, 0B	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による原子炉への注水 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)運転状態確認 ・淡水貯水槽からの送水状態確認												適宜実施		
給油準備	-	-	-	-	2A	-	・放射線防護設備準備	10分													
給油作業	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリ(4kl.)への給油	140分													
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)への給油												適宜実施 ※給油作業は運転時間外と想定し、 夜間、夜間明けの給油を実施 する		

第2.3.4.6図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再開失敗」の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失(TB P)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗							経過時間(時間)																							備考
作業項目	作業箇所・必要人員数						作業内容																							
	運転員(申請)		運転員(現場)		緊急時対応要員(復旧)																									
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																								
低圧代替水系(可搬型)による原子炉注水操作	0A A	0A a	-	-	-	-	18分	遮断不能																						
給油作業	-	-	-	-	-	0A A	18分	遮断不能																						
代替格納容器スライダ相系(可搬型)による格納容器スライダ操作	0A A	0A a	0A E,F	0A e,f	-	-	120分	遮断不能																						
格納容器ベント準備操作	-	-	0A C,D	0A c,d	-	-	95分	この範囲内を実施																						
格納容器ベント操作	0A B	0A b	-	-	-	-	95分	遮断不能																						
代替原子炉格納容器系 準備操作	-	-	0A C,D	0A c,d	-	-	300分	18(同一自動制御装置(格納容器ベント))																						
代替原子炉格納容器系 運転	-	-	-	-	0A A	0A a	148分	遮断不能																						
格納容器交流電源設備準備操作(第一スタンバイ発電機)	0A B	0A b	-	-	-	-	20分	遮断不能																						
格納容器交流電源設備運転(第一スタンバイ発電機)	0A B	0A b	-	-	-	-	10分	遮断不能																						
格納容器交流電源設備からの受電準備操作	0A B	0A b	-	-	-	-	40分	遮断不能																						
格納容器交流電源設備からの受電操作	0A B	0A b	-	-	-	-	10分	遮断不能																						
代替格納容器スライダ相系(可搬型)による格納容器スライダ格納格納	0A A	0A a	-	-	-	-	80分	遮断不能																						
格納容器格納格納	0A A	0A a	-	-	-	-	80分	遮断不能																						
格納容器格納格納	0A A	0A a	-	-	-	-	15分	遮断不能																						
低圧代替水系(可搬型)から低圧注水モード切替	0A B	0A b	-	-	-	-	5分	遮断不能																						
低圧代替水系(可搬型)による原子炉注水系統復旧	0A B	0A b	-	-	-	-	90分	遮断不能																						
格納容器ベント停止操作	0A A	0A a	-	-	-	-	30分	遮断不能																						
格納容器ベント停止操作	0A A	0A a	-	-	-	-	30分	遮断不能																						
格納容器ベント停止操作	0A A	0A a	-	-	-	-	30分	遮断不能																						
給油準備	-	-	-	-	-	0A A	120分	遮断不能																						
給油作業	-	-	-	-	-	0A A	120分	遮断不能																						

第2.3.4.6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」の作業と所要時間(2/2)

全交流動力電源喪失 (TBP)				経過時間 (分)		備考											
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	実施場所・必要要員数 【 】は作業後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約3分 原子炉水位異常低ド (レベル2) 到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 1時間 直流電源の負荷切離操作 (中央制御室) ▼ 約1.3時間 原子炉圧力1.04MPa到達 (原子炉隔離時冷却系停止)												
	責任者	当直副班長	1人		中央監視 運転操作指揮												
	補佐	当直副班長	1人		運転操作指揮補佐												
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人		初発での指揮 緊急時内外連絡												
	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)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●全交流動力電源喪失確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●主蒸気循環管閉止及び連がし安全弁 (安全弁機室) による原子炉圧力調整の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●交流電源駆動ポンプによる原子炉圧力調整要員確認 ●連がし安全弁閉鎖の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分												
原子炉水位の調整 操作 (原子炉隔離 時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉水位の調整操作		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											
早期の電源回復不 妥の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉内スプレイズターセル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分												
	【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												
電源確保操作可能	-	-	2人 a, b	●電源確保操作													電源実施
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型) の駆動 準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作													170分
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作													125分
屋内常設直営電源 設備による非常用 所内電気設備への 給電操作 (不要負 荷の切離操作)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作 (中央制御室)													6分

差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失 (TBP)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の作業と所要時間 (1/2)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

備考

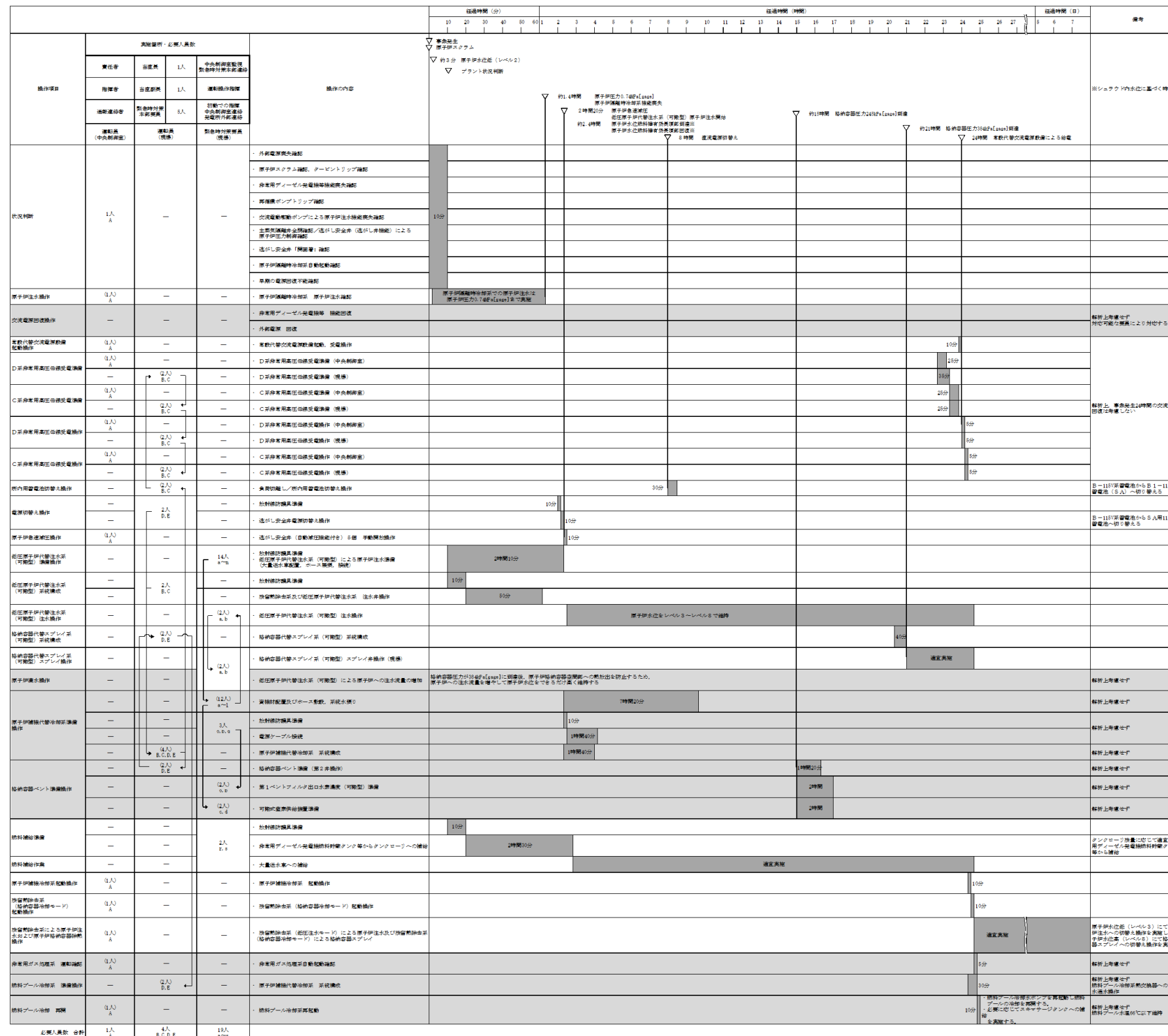
差異理由は、島根2号炉「第2.3.4.1-3図「全交流動力電源喪失(TBP)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

全交流動力電源喪失(TBP)				経過時間(時間)							備考				
				4	8	12	16	20	24	28		32	36	40	
操作項目	実施箇所・必要要員 【 】は前作業後移動してきた要員			約2時間32分 燃料有効長頂部到達(※1) 3時間1分 原子炉減圧操作 約3時間44分 燃料有効長頂部回復(※1) 8時間 直流電源の負荷切離操作(現場) 約14時間 格納容器圧力0.279MPa _a に到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱の交互運転開始										※1 シュラウド内水位に達する時間	
	当直運転員(中央制御室)	当直運転員(現場)	乗入事故等対応要員(現場)												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 c, j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、テスト警試等の操作										170分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作										125分	起動後、適宜監視
タンクローリによる燃料給油操作	-	3人 C, D, E	3人 k, l, n	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成操作										90分	タンクローリ作業に応じて簡易給油タンクから給油
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作										適宜実施	
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急減圧止操作	【1人】 f	-	-	●逃がし安全弁(自動減圧機能)6個の手動開放操作										1分	
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 k, l ※	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の調整操作										系統構成後、適宜流量調整	
所内高圧交流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作(必要負荷の切離操作)	-	【1人】 h	【1人】 k	●必要負荷の切離操作(現場)										50分	
非常用母線受電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	
非常用母線受電設備による非常用母線の受電準備操作	-	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作(現場)										75分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱準備操作	-	【1人】 E	【3人】 k, l, n 2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱の系統構成操作										175分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱準備操作	-	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱の調整操作										系統構成後、適宜流量調整	
高圧代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱準備操作	【1人】 B	-	-	●高圧代替注水中型ポンプの起動準備及び緊急用母線の受電準備										4分	解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
高圧代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱準備操作	【1人】 B	-	-	●高圧代替注水中型ポンプの追加起動準備										8分	解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
高圧代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器除熱準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備										5分	解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
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(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱準備又は残留熱除去系(高圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱準備	【1人】 E	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動準備										4分	
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(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱準備又は残留熱除去系(高圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱準備	【1人】 E	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動準備										2分	
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(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱準備又は残留熱除去系(高圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱準備	【1人】 E	-	-	●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(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱又は残留熱除去系(高圧注水系)による原子炉注水並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱の交互運転開始										原子炉水位高(レベル)にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却開始の切替操作を実施し、原子炉水位低(レベル)にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの除熱準備	-	【1人】 D	2人 【1人】 (参集)	●可搬型代替注水中型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準備										適宜実施	解析上考慮しない ※サブプレッション・プール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を実施する
使用済燃料プールの除熱準備	【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準備										20分	解析上考慮しない 約25時間経過後に実施する
使用済燃料プールの除熱準備	【1人】 A	-	-	●代替燃料プール冷却系の起動準備										15分	
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 n ~ r (参集要員6人)												

第2.3.3-3図 全交流動力電源喪失(TBP)の作業と所要時間(2/2)

島根原子力発電所 2号炉

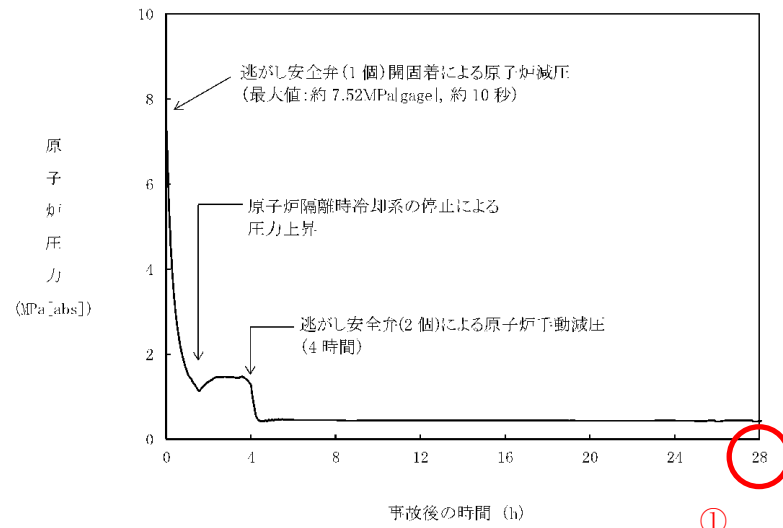
全交流動力電源喪失 (TBP)



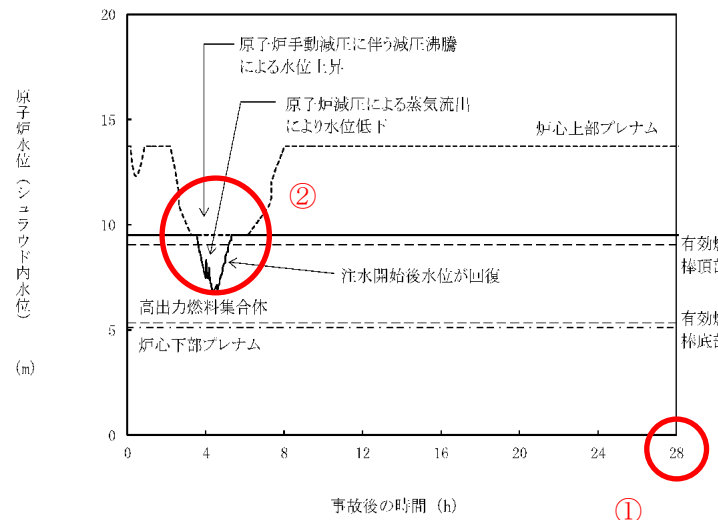
第 2.3.4.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」 の作業と所要時間

備 考

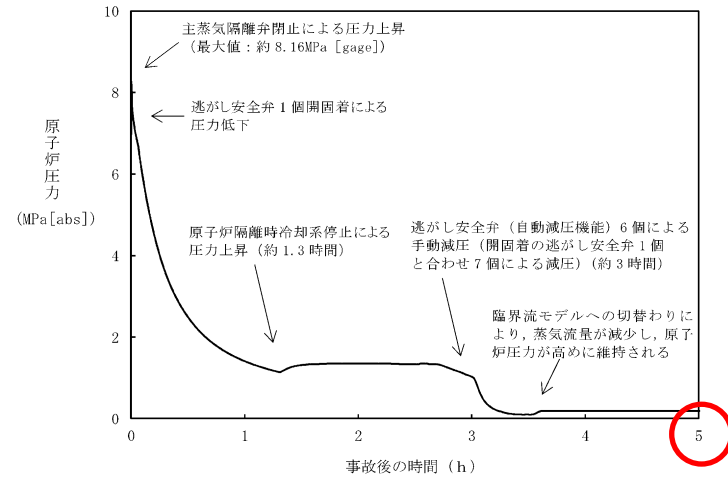
- ・ 解析結果の相違に基づく差異。
- ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
- ・ 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）。
- ・ 体制の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。



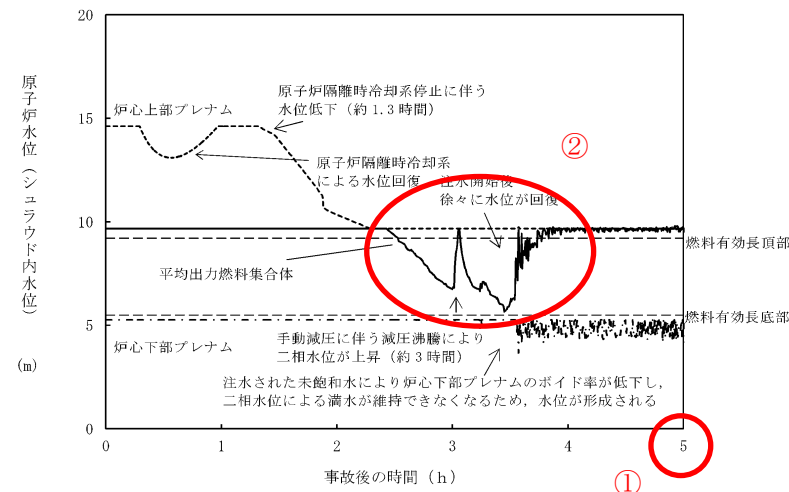
第 2.3.4.7 図 原子炉圧力の推移



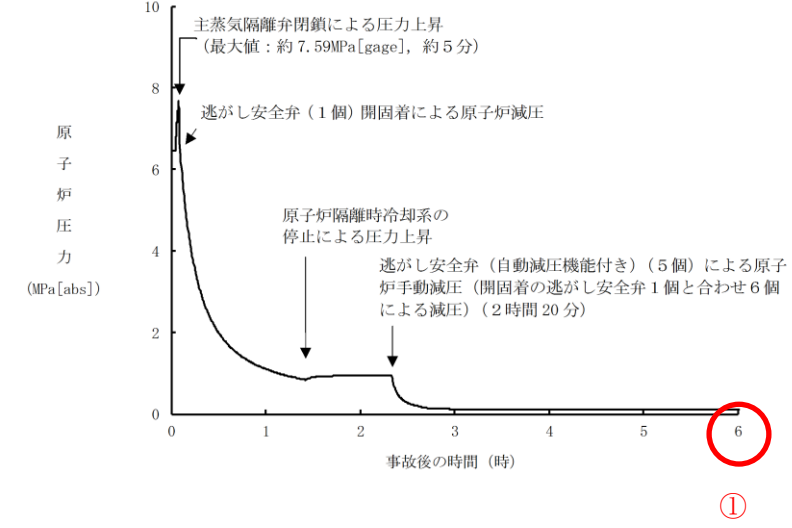
第 2.3.4.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



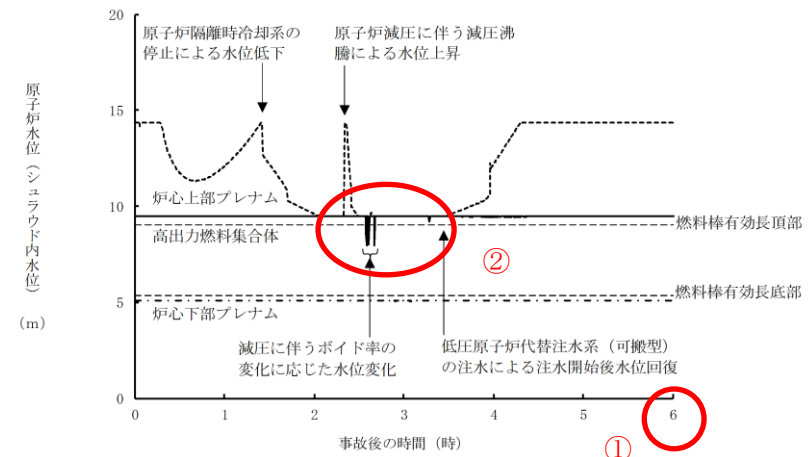
第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.3.3-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



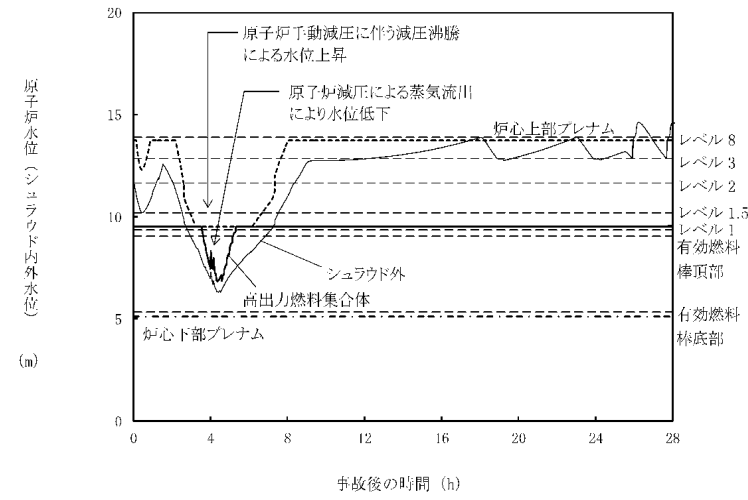
第 2.3.4.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



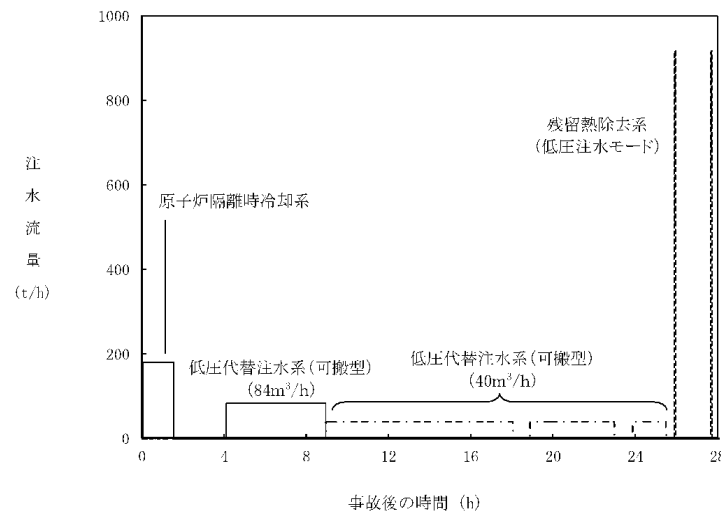
第 2.3.4.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

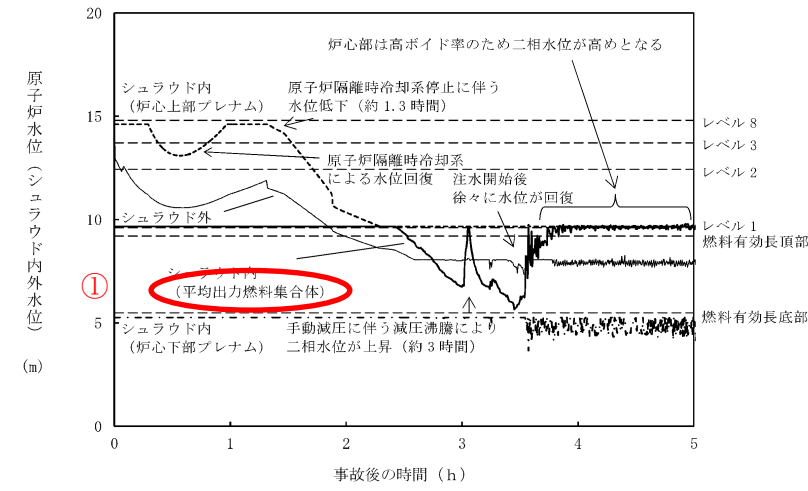
【柏崎 6/7, 東海第二】
②島根 2号炉は、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による水位回復までの期間において、炉心はおおむね冠水が維持される。



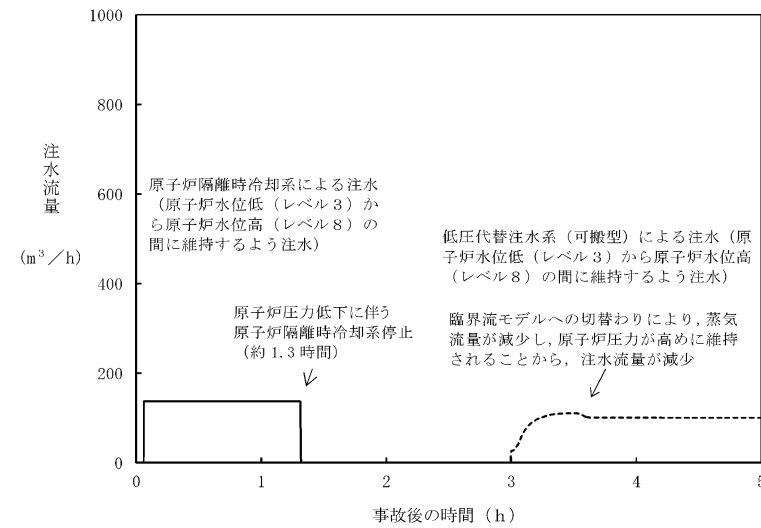
第 2.3.4.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



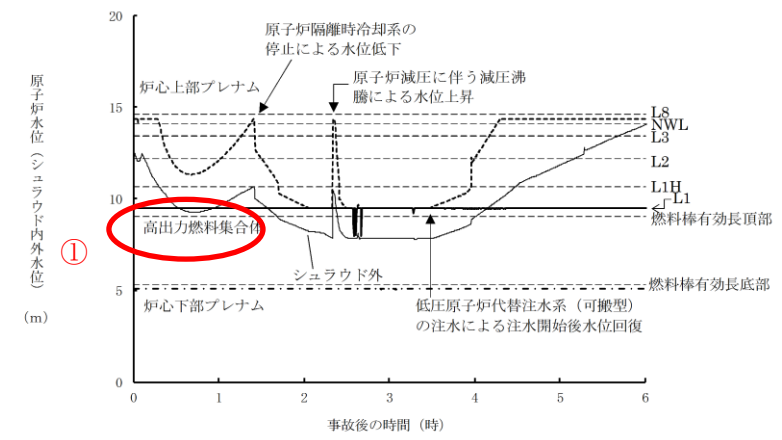
第 2.3.4.10 図 注水流量の推移



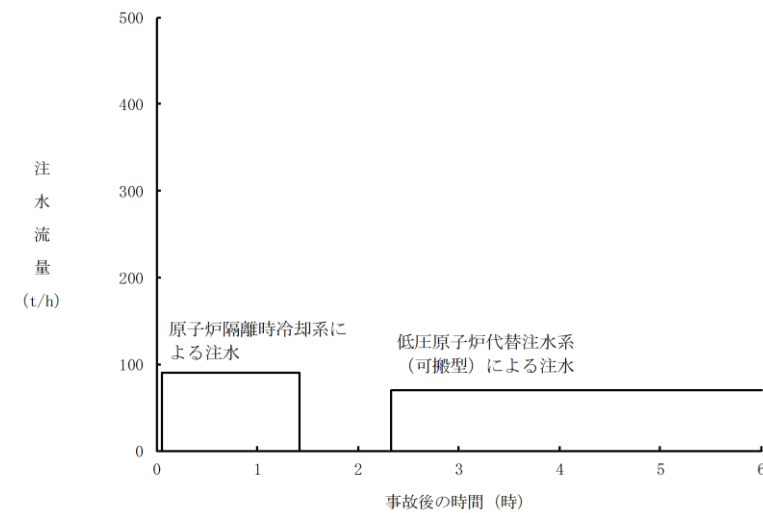
第 2.3.3-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.3.3-7 図 注水流量の推移



第 2.3.4.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



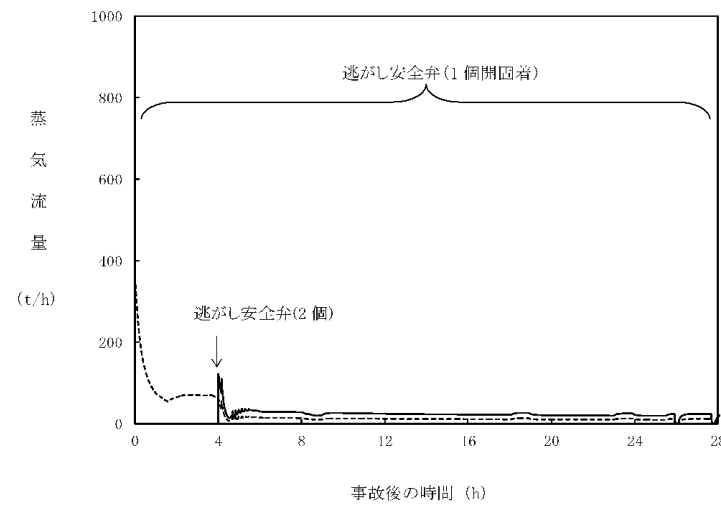
第 2.3.4.2-1(4) 図 注水流量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

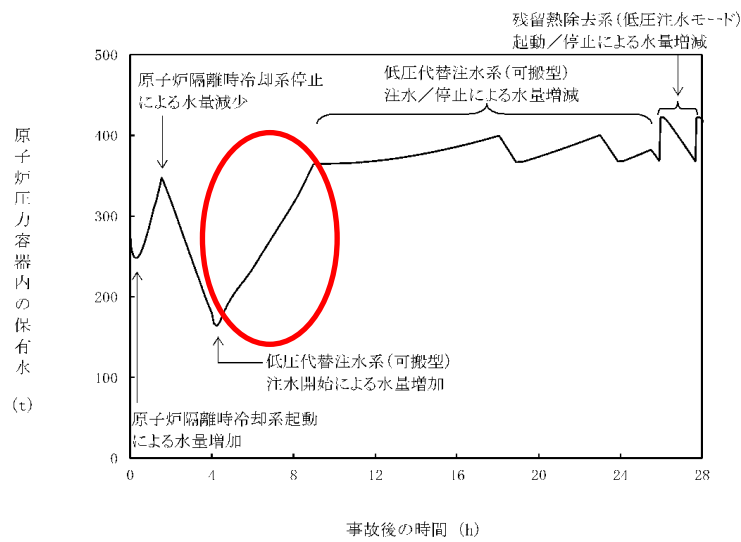
・記載の相違

【東海第二】

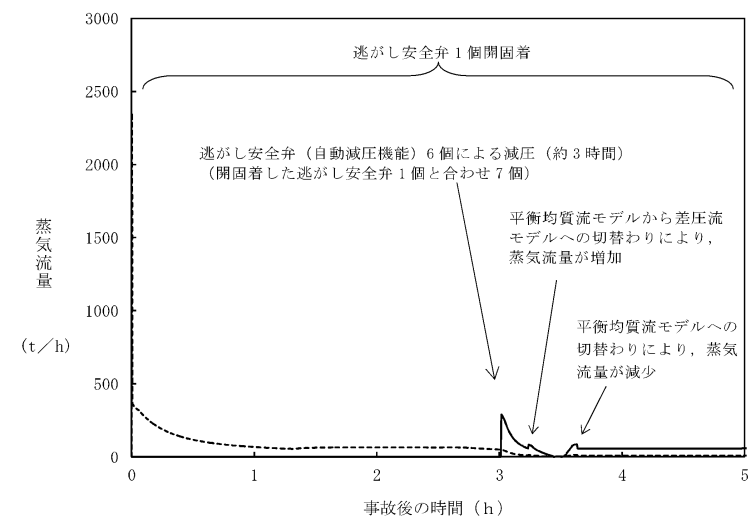
①島根 2号炉は、シュラウド内外水位は高出力燃料棒集合体の結果を記載。



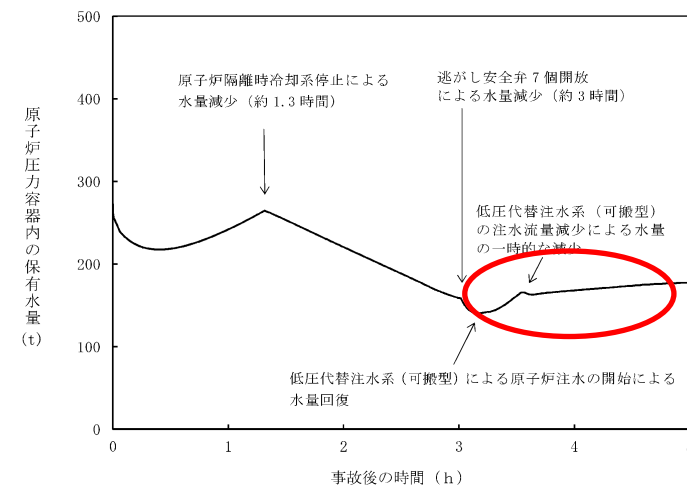
第 2.3.4.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



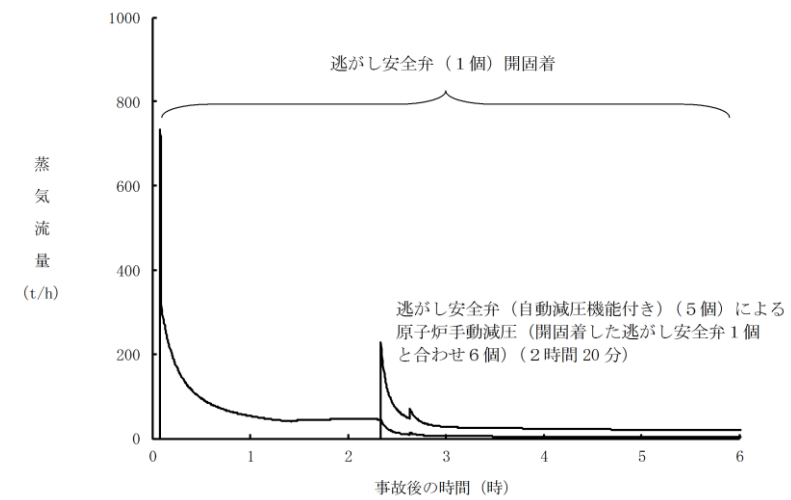
第 2.3.4.12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



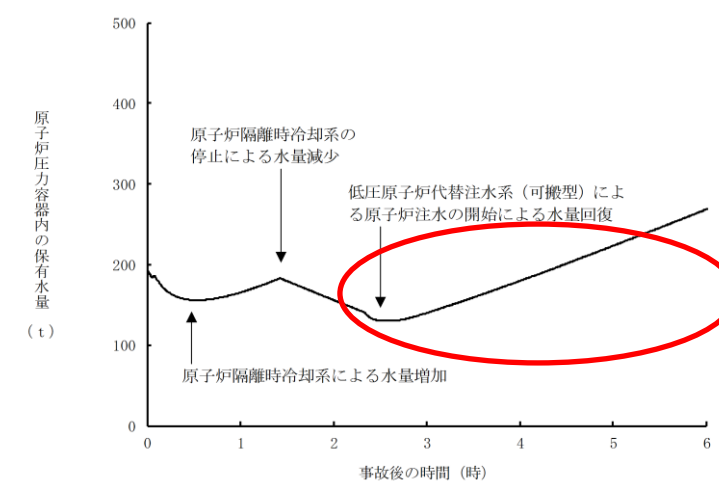
第 2.3.3-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.3-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

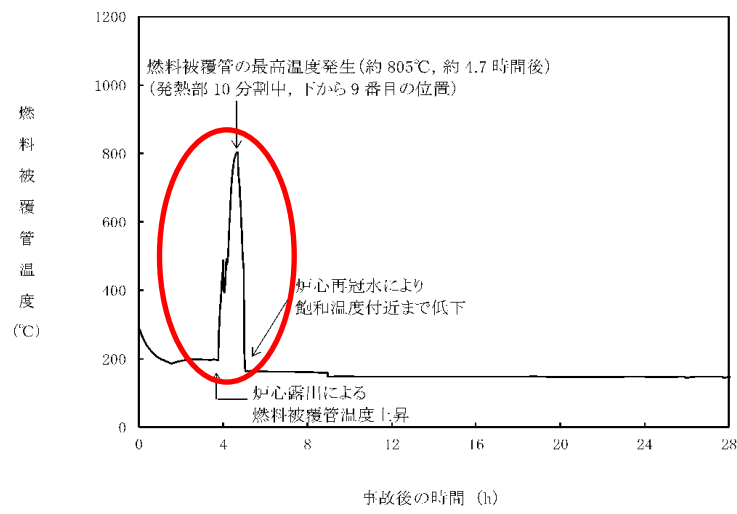


第 2.3.4.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

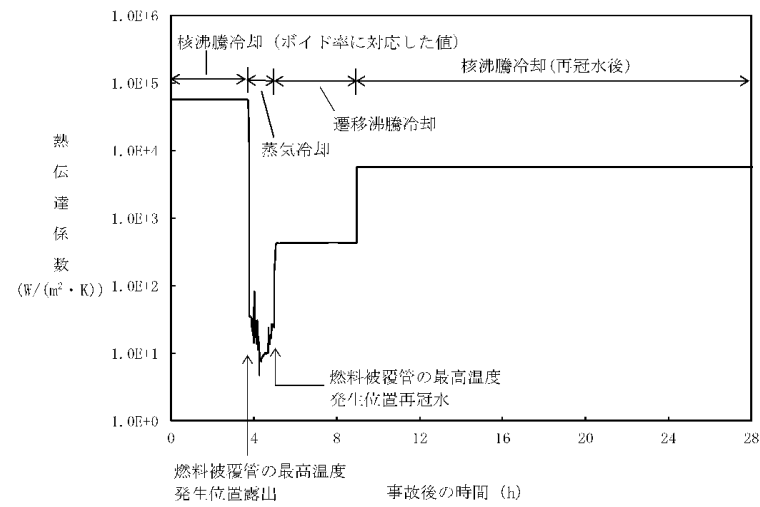


第 2.3.4.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

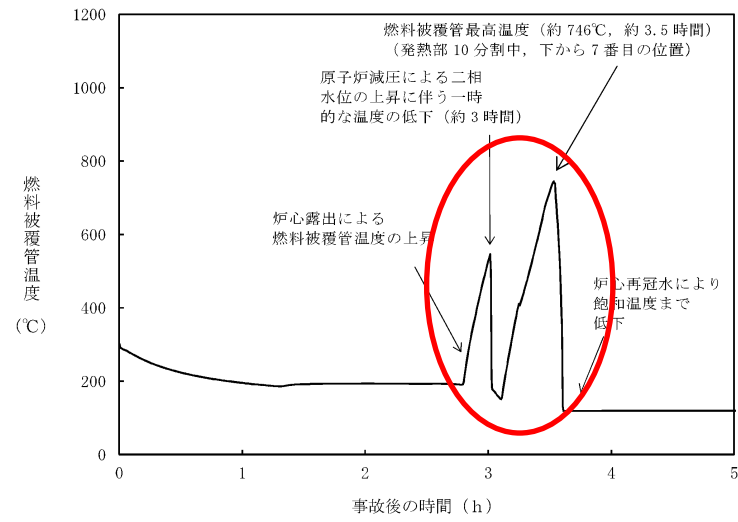
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
解析時間の違い及び低
圧代替注水の注水特性の
違いによる保有水量の変
化挙動の相違。



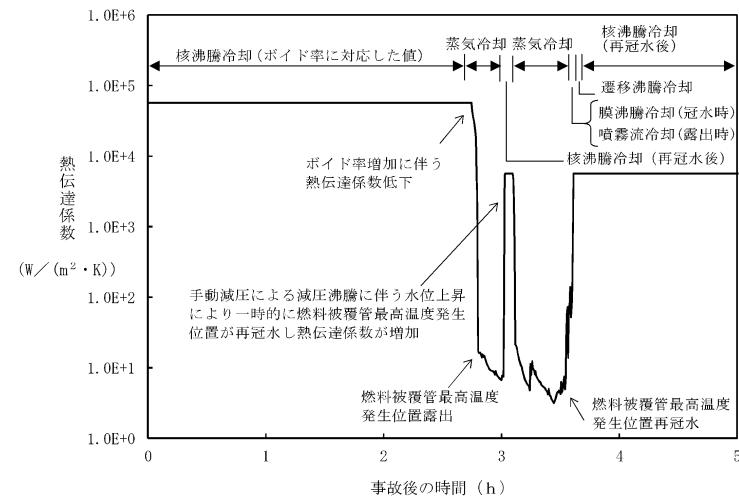
第 2.3.4.13 図 燃料被覆管温度の推移



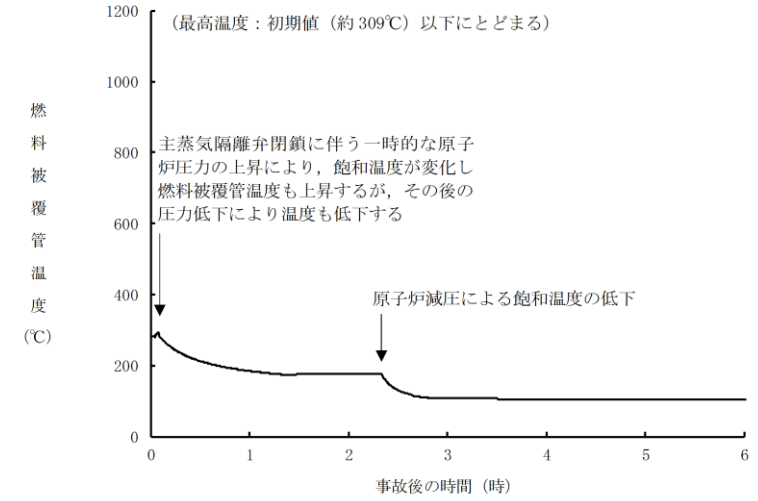
第 2.3.4.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



第 2.3.3-10 図 燃料被覆管温度の推移



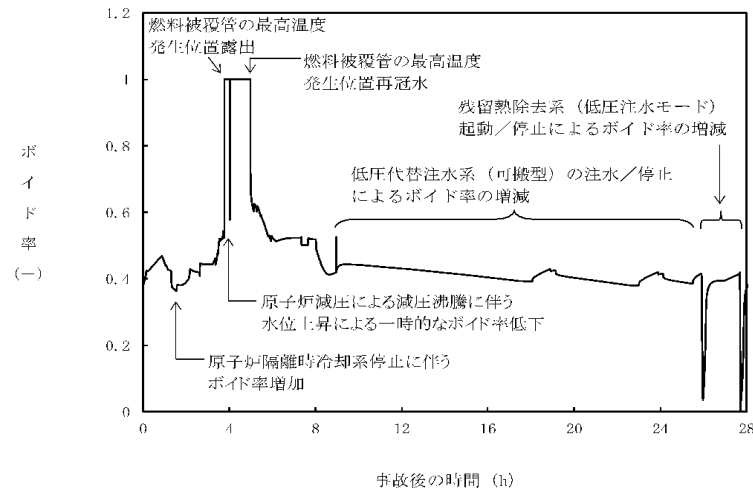
第 2.3.3-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



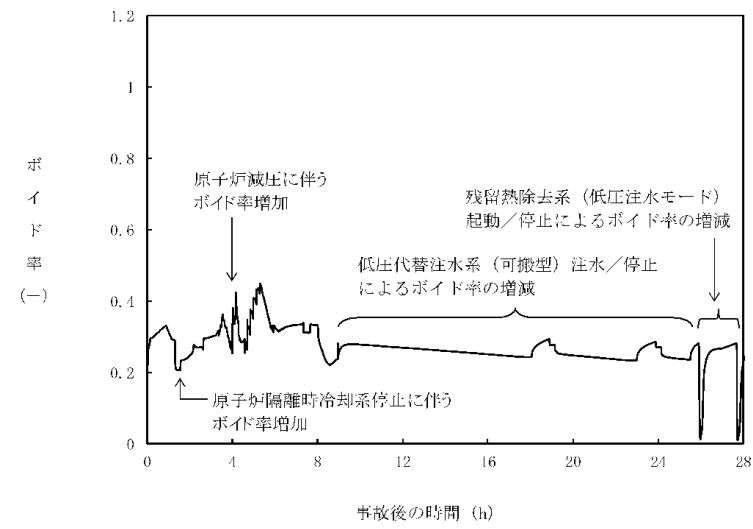
第 2.3.4.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は, 炉心がおおむね冠水維持される。

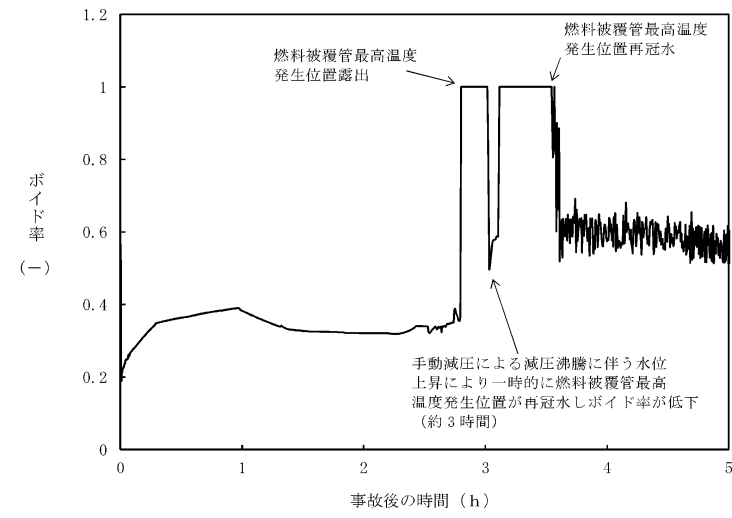
・記載方針の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は, 燃料被覆管温度が上昇しないことから, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力との関係のグラフは記載しない整理としている。



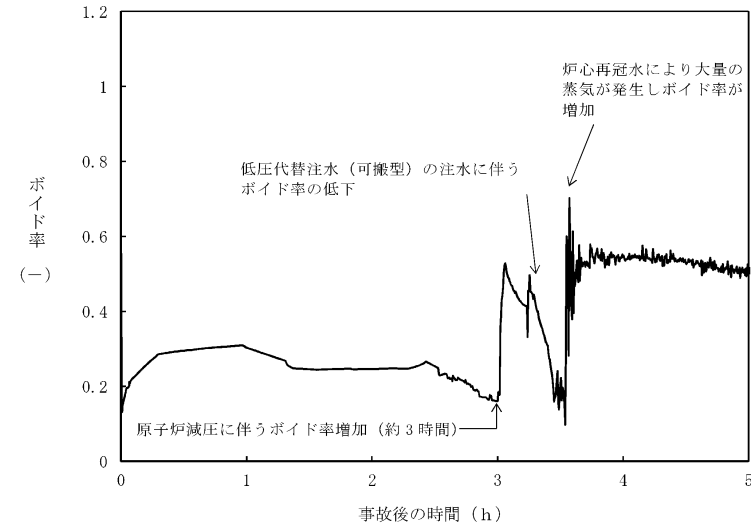
第 2.3.4.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



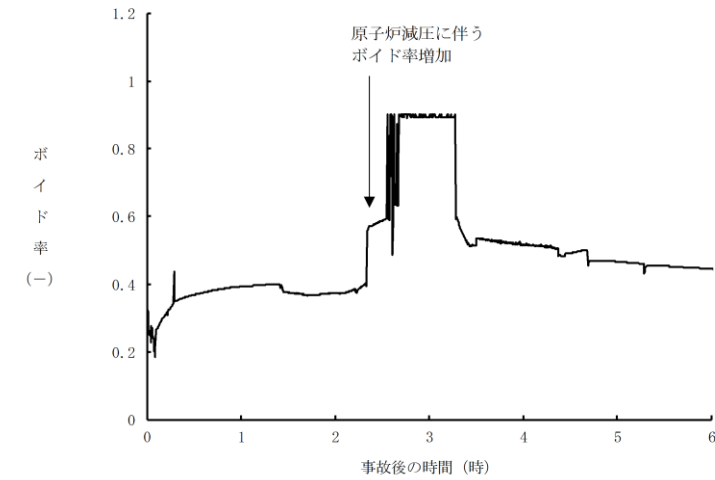
第 2.3.4.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.3-12 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



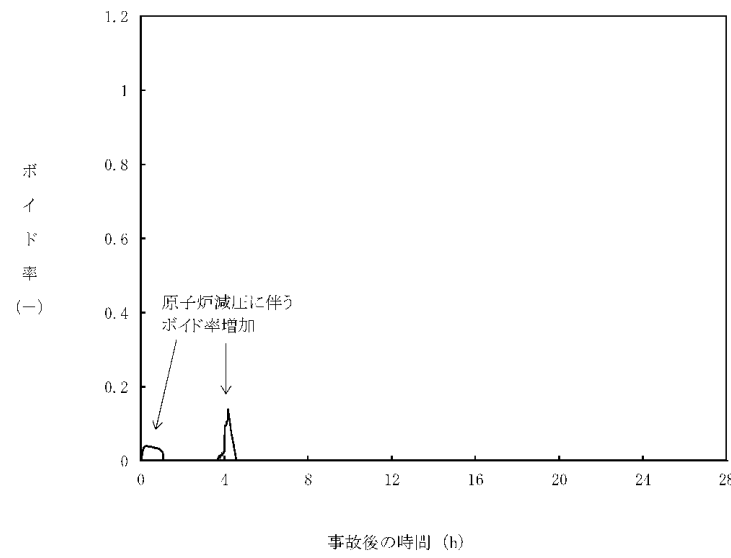
第 2.3.3-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



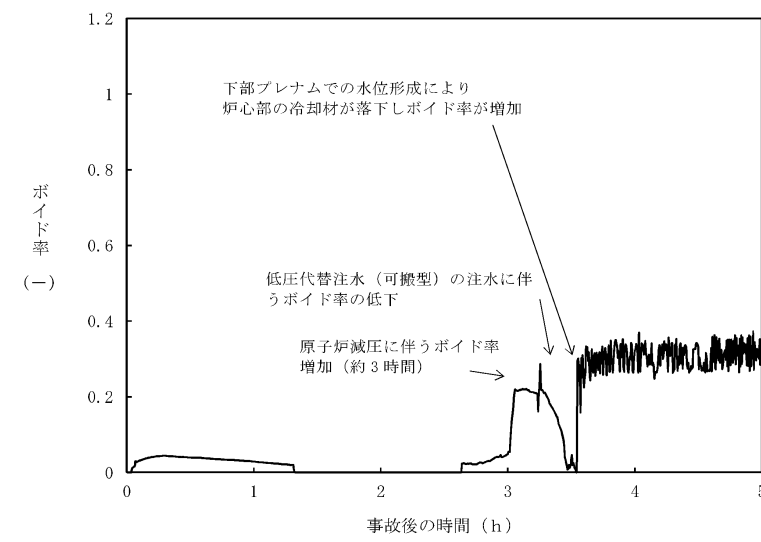
第 2.3.4.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

・評価方針の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、炉心が冠水維持されているため、燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体で評価。

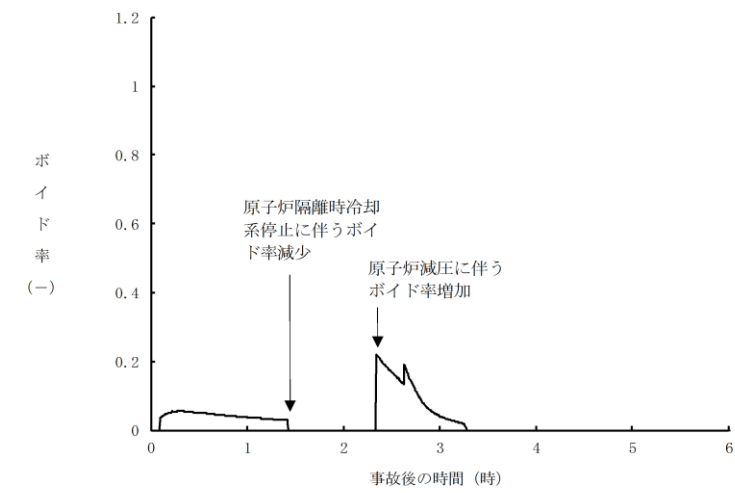
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



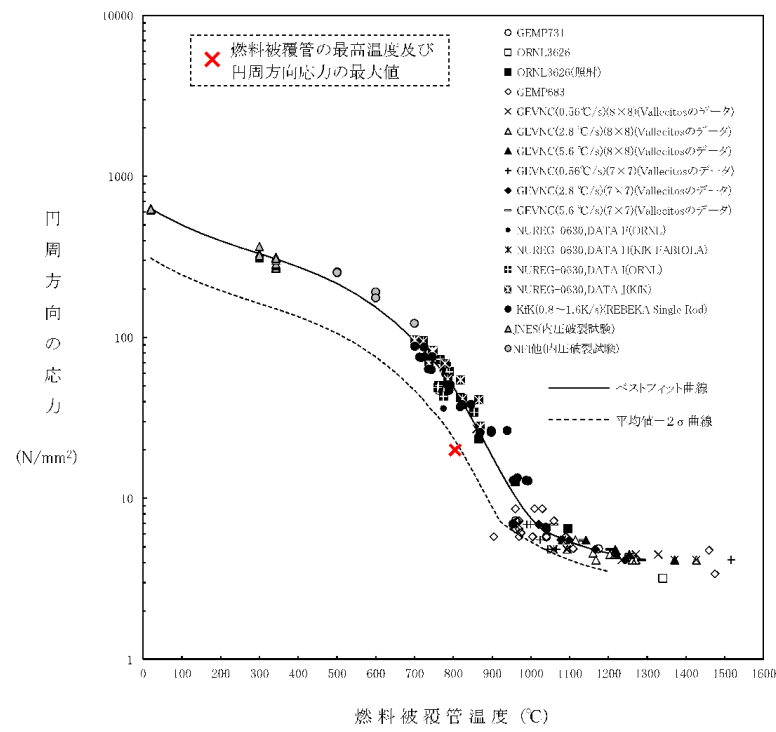
第2.3.4.17図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



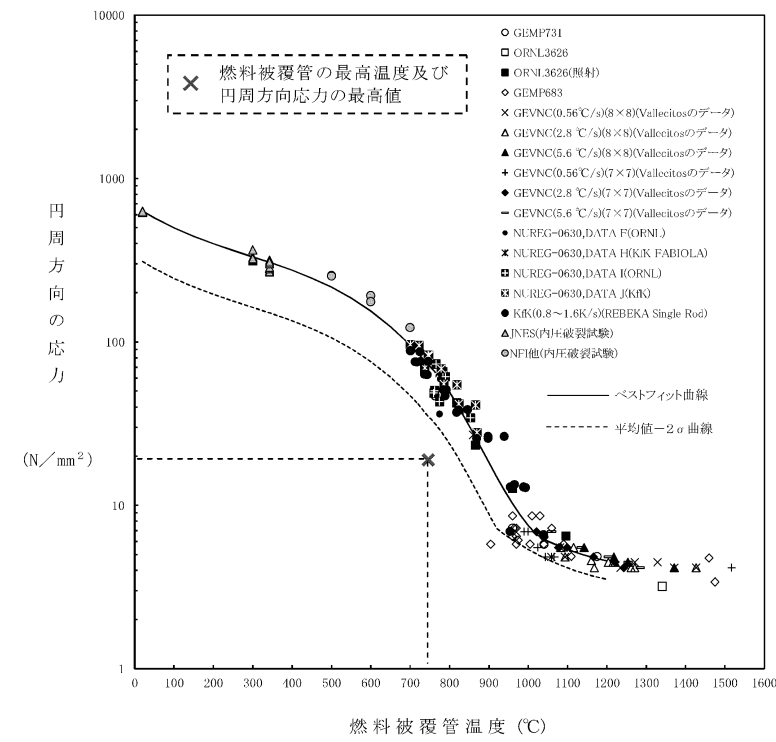
第2.3.3-14図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第2.3.4.2-1(9)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

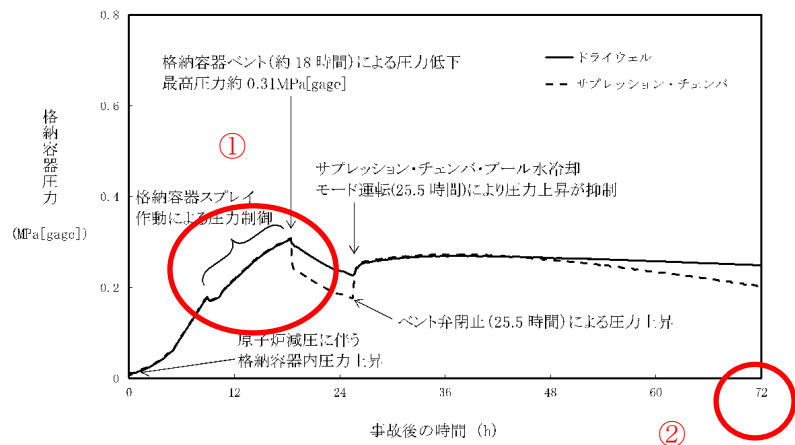


第 2.3.4.18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

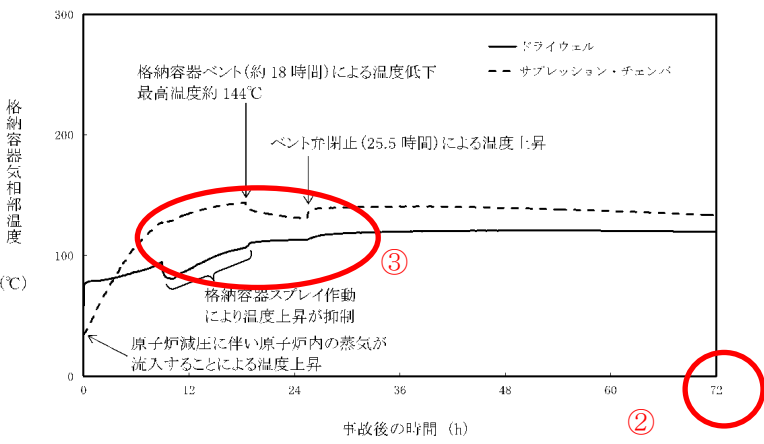


第 2.3.3-15 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

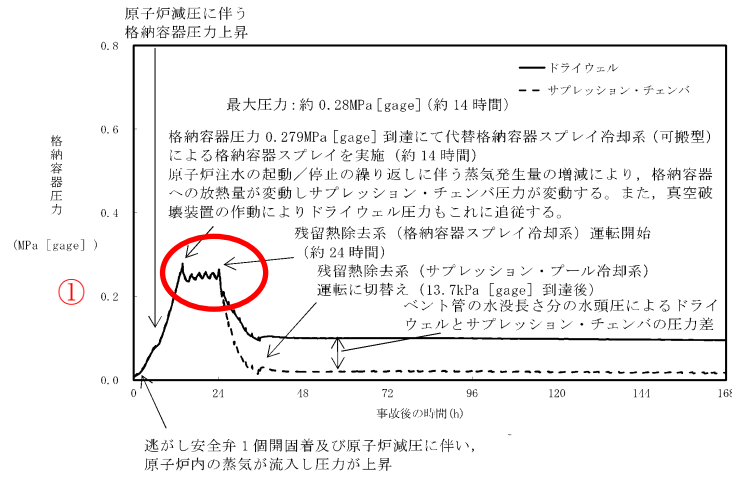
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



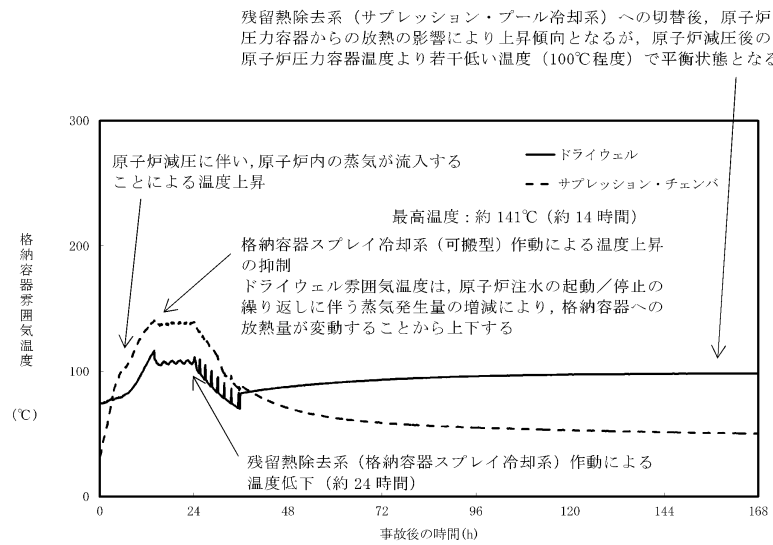
第 2.3.4.19 図 格納容器圧力の推移



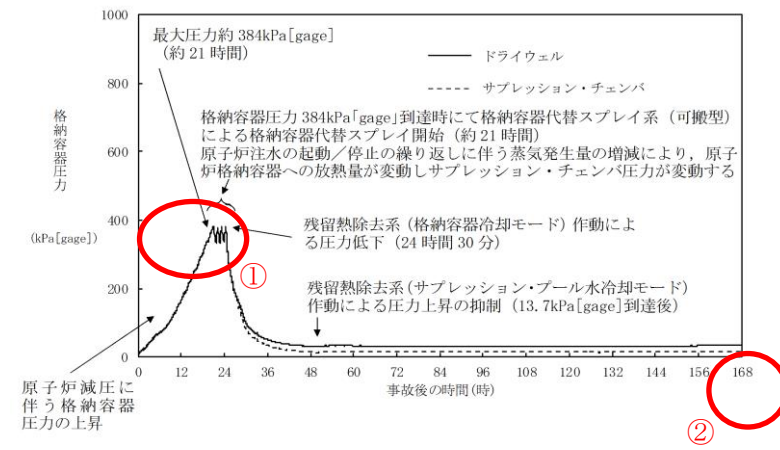
第 2.3.4.20 図 格納容器気相部温度の推移



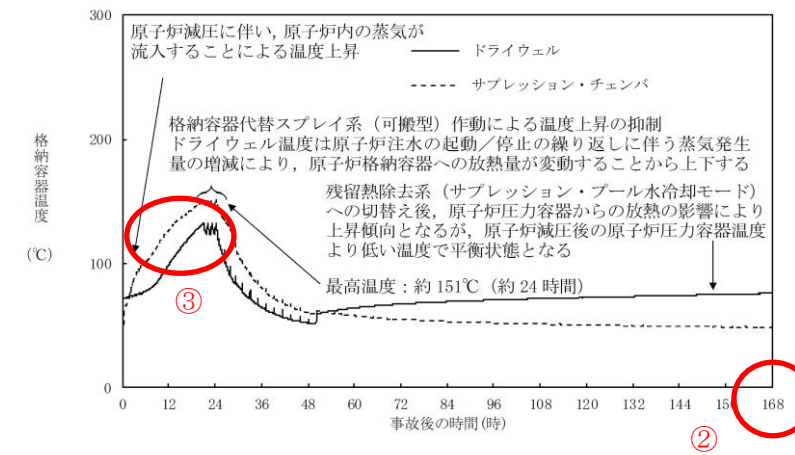
第 2.3.3-16 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.3-17 図 格納容器雰囲気温度の推移



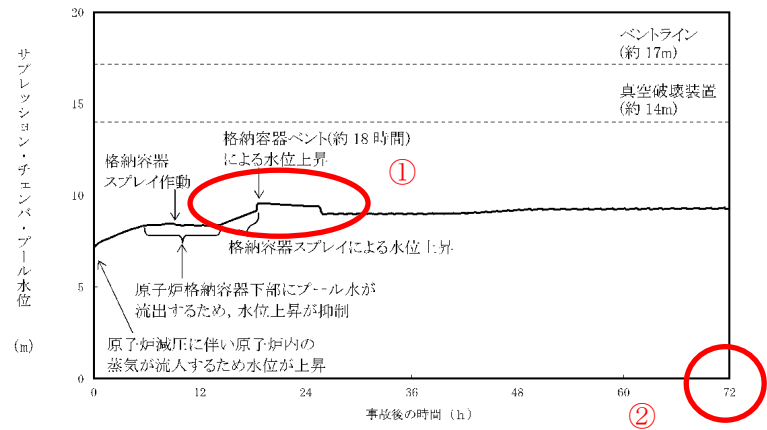
第 2.3.4.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



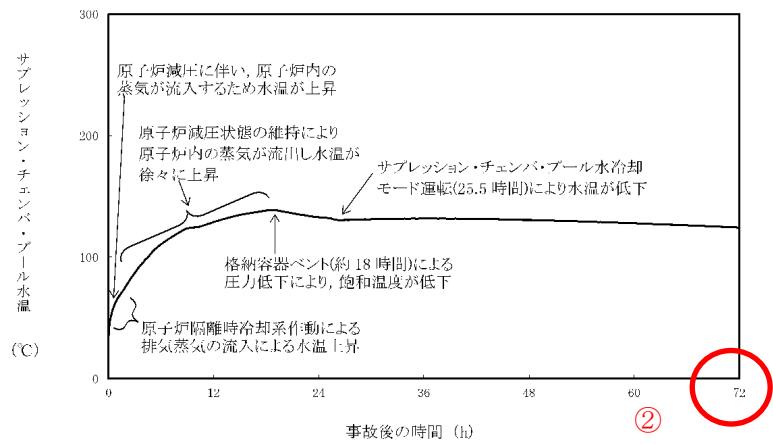
第 2.3.4.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

・解析結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①根 2 号炉は、単位熱出力当たりの格納容器空間部体積が大きいいため、格納容器の圧力上昇が遅い。
 【柏崎 6/7】
 ②解析時間の相違。

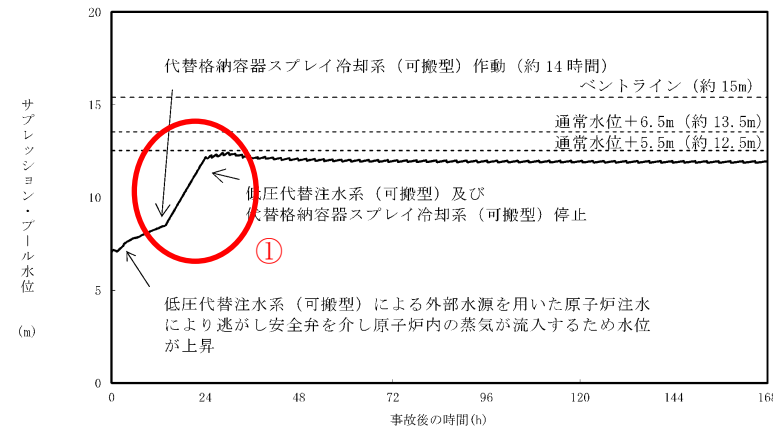
【柏崎 6/7】
 ③島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。



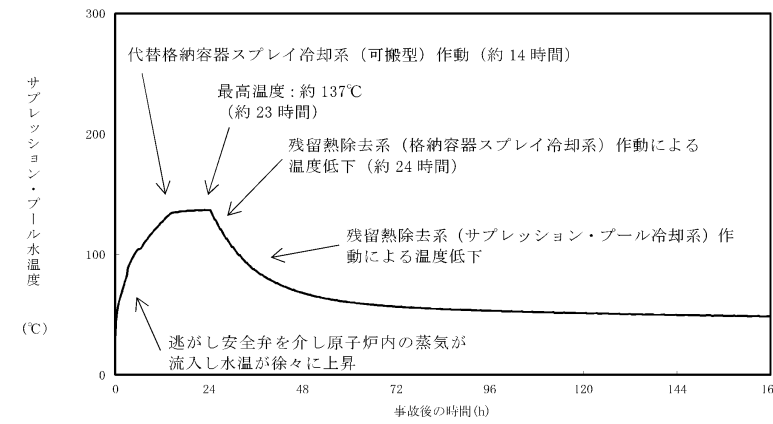
第 2.3.4.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



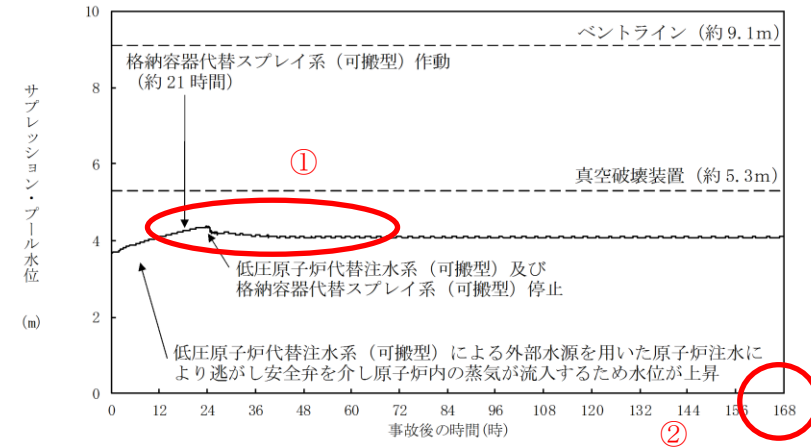
第 2.3.4.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



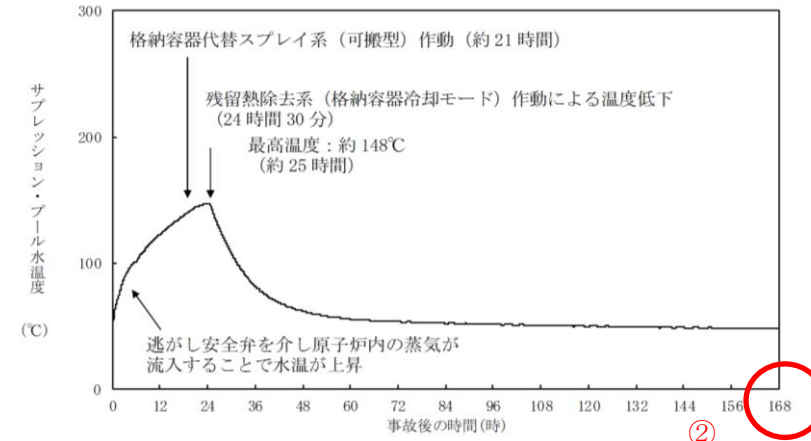
第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.3-19 図 サプレッション・プール水温度の推移



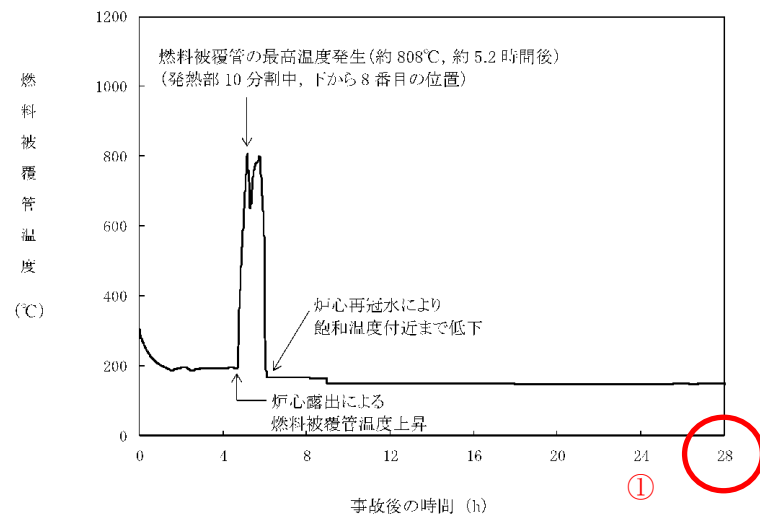
第 2.3.4.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



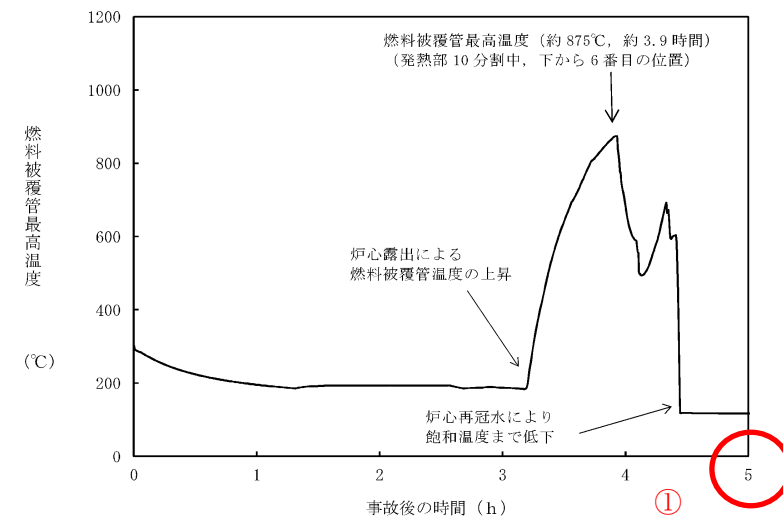
第 2.3.4.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①東海第二及び島根 2号炉は、外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施するため、サプレッション・プール水位が上昇する。
【柏崎 6/7】
 ②解析時間の相違。

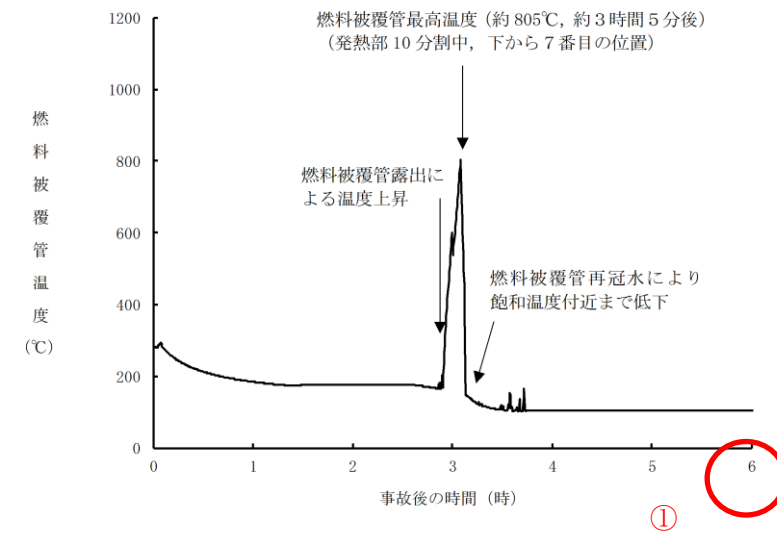
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>逃がし安全弁(1個)開固着による原子炉減圧 (最大値:約7.52MPa[gage], 約10秒)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の停止による圧力上昇</p> <p>原子炉隔離時冷却系の再起動による圧力低下</p> <p>逃がし安全弁(2個)による原子炉手動減圧 (5時間10分)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>主蒸気隔離弁閉鎖による圧力上昇 (最大値:約8.16MPa [gage])</p> <p>逃がし安全弁1個開固着による圧力低下</p> <p>原子炉隔離時冷却系再起動による圧力低下(約152分)</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止による圧力上昇(約1.3時間)</p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能)6個による手動減圧(開固着の逃がし安全弁1個と合わせ7個による減圧)(236分)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>主蒸気隔離弁閉鎖による圧力上昇 (最大値:約7.59MPa[gage], 約5分)</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止による圧力上昇</p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)5個による手動減圧(開固着の逃がし安全弁1個と合わせ6個による減圧)(3時間5分)</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、原子炉圧力低下時の原子炉隔離時冷却系の運転の不確かさを考慮し、保守的に原子炉隔離時冷却系の再起動操作を考慮しない。</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>②解析時間の相違。</p>
<p>第2.3.4.23 図 操作開始時間70分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p>	<p>第2.3.3-20 図 原子炉圧力の推移(遅れ時間55分)</p>	<p>第2.3.4.3-1(1) 図 操作開始時間45分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p>	
<p>原子炉水位(シュラウド内外水位) (m)</p> <p>原子炉手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>低圧代替注水系(可搬型)の注水開始による水位上昇</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>レベル8</p> <p>レベル3</p> <p>レベル2</p> <p>レベル1.5</p> <p>レベル1</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>シュラウド外</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉水位(シュラウド内外水位) (m)</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止による水位低下(約1.3時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系再起動に伴う減圧沸騰による二相水位の上昇(再起動:約152分, 停止:約161分)</p> <p>注水開始後徐々に水位が回復</p> <p>シュラウド内(炉心上部プレナム)</p> <p>シュラウド外</p> <p>シュラウド内(平均出力燃料集合体)</p> <p>シュラウド内(炉心下部プレナム)</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇(236分)</p> <p>注水された未飽和水により炉心下部プレナムのボイド率が低下し、二相水位による滴水が維持できなくなるため、水位が形成される</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉水位(シュラウド内外水位) (m)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の停止による水位低下</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>レベルLS</p> <p>レベルNWL</p> <p>レベルL3</p> <p>レベルL2</p> <p>レベルL1H</p> <p>レベルL1</p> <p>燃料棒有効長頂部</p> <p>シュラウド外</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>燃料棒有効長底部</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水による注水開始後水位回復</p> <p>事故後の時間 (時)</p>	
<p>第2.3.4.24 図 操作開始時間70分遅れのケースにおける原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移</p>	<p>第2.3.3-21 図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移(遅れ時間55分)</p>	<p>第2.3.4.3-1(2) 図 操作開始時間45分遅れのケースにおける原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移</p>	



第2.3.4.25 図 操作開始時間70分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移



第2.3.3-22 図 燃料被覆管最高温度の推移(遅れ時間55分)



第2.3.4.3-1(3) 図 操作開始時間45分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

第2.3.4.1.表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故等対策	
		常設設備	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+非常用ディーゼル発電機が全て故障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。	所内蓄電池式直流電源設備	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）(5分)以内に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する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開閉によって、動作できない範囲に原子炉注水圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 所内蓄電池式直流電源設備	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉注水圧力 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 高圧代替注水系 高圧代替注水系	原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 高圧代替注水系系統流量 (SA)
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として系統構築及び可搬型代替注水ポンプ（A-2線）を運転開始し、燃料供給準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2線） タンクローリー（4R1）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	逃がし安全弁による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁2個による原子炉急速減圧を行う。	所内蓄電池式直流電源設備	原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水圧力 (SA)
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 原子炉注水圧力 (SA) 高圧代替注水系系統流量 (SA) 高圧代替注水系系統流量 (SA)
代替燃料供給システム（可搬型）による原子炉注水準備	代替燃料供給システム（可搬型）による原子炉注水準備として系統構築及び可搬型代替注水ポンプ（A-2線）を運転開始し、燃料供給準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2線） タンクローリー（4R1）

①：重大事故等対策設備（設計基準拡張）

第2.3.3-1.表 全交流動力電源喪失（TBP）時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	重大事故等対策設備	
		常設設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	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、原子炉注水圧力が低下するまでの間継続する。	原子炉隔離時冷却系* サブレンジョン・チェンバ* 125V系蓄電池A系	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*
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として、系統構築並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及び燃料供給準備を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	逃がし安全弁による原子炉注水の準備完了後、再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6個を手動開操作し、原子炉急速減圧を実施する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 減圧機能）*	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ない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

②

第2.3.4.1-1.表 「全交流動力電源喪失（TBP）の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	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+非常用ディーゼル発電機等がすべ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。	B-115V系蓄電池*	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。これにより水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開閉によって、動作できない範囲に原子炉注水圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】* サブレンジョン・チェンバ* B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池（RCIC） SA用115V系蓄電池	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】*
直流電源切替え	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池（RCIC） SA用115V系蓄電池	-
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉建物原子炉注水準備として原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。屋外操作にて大量送水車の準備及びボース取張を実施する。また、大量送水車の燃料供給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	-

①、②：既許可の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

①：重大事故等対策設備（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。
・記載方針の相違
【柏崎6/7】
①島根2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対策設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対策設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失 (T.B.P) 時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
残留熱除去系 (格納容器サブレイアウト系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後, 残留熱除去系 (格納容器サブレイアウト系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器サブレイアウト系) * 残留熱除去海水系 * サブレイアウト系・チェンバ * 軽油貯蔵タンク	計装設備 残留熱除去系系統流量 * ドラウエル圧力 サブレイアウト系・チェンバ圧力 ドラウエル雰囲気温度 サブレイアウト系・チェンバ雰囲気温度 サブレイアウト系・プール水温度

②

* 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2.3.4.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (T.B.P)」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
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後, 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱の準備操作として, 中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱を開始する。	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 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 * 【原子炉補機冷却系】 * サブレイアウト系・チェンバ *	計装設備 ドラウエル温度 (S.A) ドラウエル圧力 (S.A) サブレイアウト系・チェンバ圧力 (S.A) サブレイアウト系・プール水温度 (S.A) 【残留熱除去ポンプ出口流量】 *
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始し, 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後, 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転から残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 運転に切り替える。	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 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 * 【原子炉補機冷却系】 * サブレイアウト系・チェンバ *	原子炉圧力 (S.A) 原子炉圧力 * 原子炉水位 (S.A) 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】 *

②

* : 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
【 】 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (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	3.926MW	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 (セパレーターアスカート下 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	44.0kW/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 33GWd/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
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	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 (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 (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ問差圧)	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)	③ 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

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (1/7)

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 (セパレーターアスカート下 端から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300t/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)	-
燃料棒最大線出力密度	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を設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部: 4,100m ³ 気相部: 3,300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定)

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (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 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+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絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料芯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
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のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	③ サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレ ッション・チェンバ問差圧)	真空破壊装置の設定値

・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・プール水位の下限值を設定。

第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (2/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プールの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
事故条件	外部水源の温度	原子炉隔離時冷却系による注水時：50℃ 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：40℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 淡水貯水池の水温を参考に設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁1個開固着	本事故シナケクセスにおける前提条件
		外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (2/7)

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 (ドライウエールサブプレッジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値
	サブプレッジョン・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値) ③	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
	サブプレッジョン・プール水温	32℃	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	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエー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	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁1個開固着	本事故シナケクセスにおける前提条件
		外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失することを想定

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (2/5)

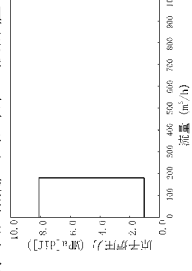
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位) ③	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定
	サブプレッジョン・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
		逃がし安全弁1個開固着*	本事故シナケクセスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

※ 開固着を想定する逃がし安全弁1個の設定については、逃がし弁機能の設定圧力が最も低い7.58MPa [gage]の2個のうち1個が閉止せず開固着するものとしている。(吹出量については、重大事故等対策に関連する機器条件を参照。)

- ・解析条件の相違
- 【東海第二】
- 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ー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。
- ・記載方針の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ⑤ 島根2号炉は、開固着する1弁の設定の考え方を記載。

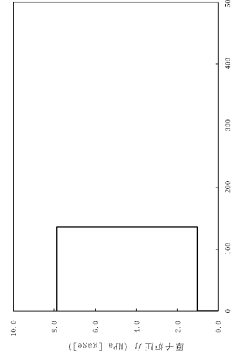
第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (3/6)

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	タービン蒸気加減弁急速閉 (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ポンプによる注水特性
重大事故等対策に関連する機器条件	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	逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 ⑥ 自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開閉することによる原子炉急速減圧 <原子炉出力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定



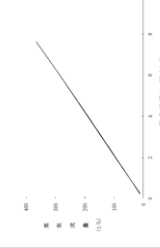
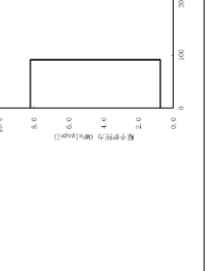
第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (3/7)

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
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		原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性



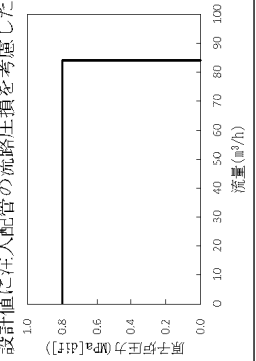
第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (3/5)

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)	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 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [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	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	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定
	逃がし安全弁 ⑥ 開閉した1個に加えて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の5個を開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蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

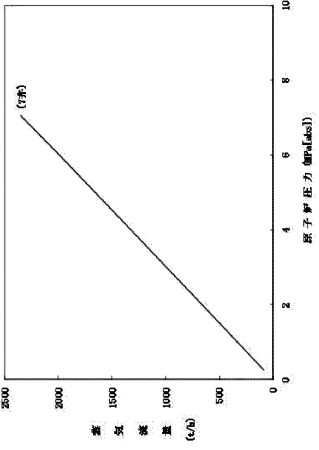


・解析条件の相違
【東海第二】
⑥柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載

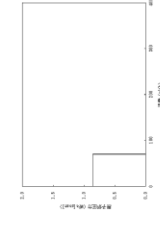
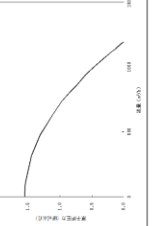
第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗 (4/6)

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 (可搬型)	設計値に注入配管の管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 (可搬型)	84m ³ /h (格納容器スプレイ実施前) 40m ³ /h (格納容器スプレイ実施～残留熱除去による原子炉注水まで) 原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	80m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ
	格納容器圧力逃がし装置等	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
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

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (4/7)

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	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)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6個を開放することによる原子炉減圧 (再閉鎖失敗の1個と合わせて7個で原子炉減圧) <原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関数> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関数から設定

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (4/5)

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機器条件	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	設計に基づき、併用時の注水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
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後) 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
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,193m ³ /h 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
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	・原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、1,218m ³ /hにて原子炉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9MW (サブプレッション・プール水温度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

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第2.3.4.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + SRV 再閉失敗) (5/6)

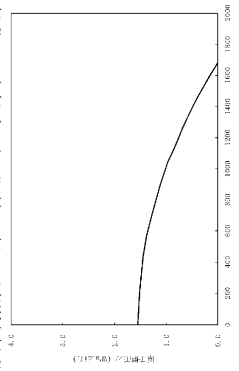
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系 ポンプ 1 台による 注水特性</p>
	残留熱除去系 (サブプレッショ ン・チェンバ・プール水冷却 モード)	<p>熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッジョン・チェンバ・プール水温 52°C, 海水温度 30°C において)</p> <p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

第2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (5/7)

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 (可搬型)	<p>設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定</p> <p>可搬型代替注水中型 ポンプ 2 台による 注水特性</p>
	代替格納容器サブレイ冷却系 (可搬型)	<p>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</p> <p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なサブレイ流量を考慮し、設定</p>

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (6/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水系) 重大事故等対策に関連する機器条件	1, 605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1, 676m ³ /h にて注水 ・原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1, 692m ³ /hにて格納容器内にスプレー ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW (サブレーション・プールの水温100℃, 海水温度32℃において)	残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台 による注水特性 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

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第2.3.4.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗) (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	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナリオの前提条件として設定
	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 24 時間後
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 4 時間後
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 4 時間後)	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後として設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 4 時間後)	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後として設定
	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	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	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	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	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) 冷却モード) 運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後、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 (低圧注水モード) 運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後、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注水の準備時間を踏まえて設定

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (7/7)

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	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナリオの前提条件として設定
	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 24 時間後
	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	事象発生 3 時間後
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	事象発生 3 時間 1 分後
	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時
		事象発生 24 時間 10 分後
		常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (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	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナリオの前提条件として設定
	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 24 時間後
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 2 時間 20 分後
	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	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 2 時間 20 分後)
	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器除熱操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時
	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	事象発生 24 時間 30 分後
		残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達

島根原子力発電所 2号炉

備考
・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2.3.4.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」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（<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>、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> 原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁による原子炉減圧及び<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>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。そして、<u>事象発生24時間以降は常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生25.5時間後から残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により、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 style="text-align: right;">添付資料 2.3.3.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））</p> <p>全交流動力電源喪失（TBP）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、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉手動減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで、炉心冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.4.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））</p> <p>「<u>全交流動力電源喪失（TBP）</u>」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（<u>格納容器フィルタベント系</u>、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、<u>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</u>、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> 原子炉隔離時冷却系、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）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、原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 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>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心冷却が維持されることから、本注水継続をもって原子炉安定停止状態が確立さ</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、<u>事象発生から約18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し、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始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、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、ドライウエル温度は、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℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p><u>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4.9×10⁻²mSv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。</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、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態維持が可能となる。 (添付資料2.1.1別紙1参照)</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>常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系（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）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、ドライウエル雰囲気温度は、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。</u></p> <p>なお、残留熱除去系による<u>格納容器除熱開始後の原子炉注水</u>は、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>にて実施する。</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>※ 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エル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による<u>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。</u></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。 (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、<u>常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉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※又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、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℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>なお、残留熱除去系による<u>原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水</u>は、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>にて実施する。</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>※ 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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エル温度はわずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による<u>原子炉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より低い温度（100℃程度）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。</u></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。 (添付資料2.1.1別紙1参照)</p>	<p>れたものとしている。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</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ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【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となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (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	燃料・燃料棒・ボイド相変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の混動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウングラムの二相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り除く。シユワウド外水位については、燃料液層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、真実及び水頭値のシユワウド外水位に十分であるため、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運転であるため、運転員等操作時間には与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉減圧 (シユワウド外水位) の低下運動が早い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後のかみ低注水) に移行することにより、運転員等操作時間に与える影響は小さい。水位低下運動が速い場合には、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードはシユワウド外水位を現実的に評価す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。
	冷却材抽出 (境界・蒸気)	二相流体の混動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABRR の実数解析において、圧力変化は燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) とおなじみの現象として扱われている。蒸気再凝縮は、燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) の不確かさは 20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力容器の設計において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系内的に圧力低下を早める予する傾向を呈しており、解析上、蒸気再凝縮の系内の起動タイムラグを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に滞留した上部蒸気層の存在や、燃料棒冷却材の凝縮による熱伝達率の低下、蒸気発生したためであり、炉心の蒸気発生がおおむね維持されるためである。このため、燃料棒冷却材の凝縮による蒸気発生が蒸気再凝縮に与える影響を及ぼす低圧代替注水の注水タイムラグに弊害を生じることがあるとは考えられない。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。
ECS 注水 (給水系・代替注水含む)		原子炉注水モデル	入力値に含まれる、各系統の設計条件に基づき、原子炉注水と注水流量の関係を適用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料液層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」となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。

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・ボイド相変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の混動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABRR の実数解析において、二相水位変化は、解析結果に重なる水位運動が確認されている。蒸気再凝縮は、燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) とおなじみの現象として扱われている。蒸気再凝縮は、燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) の不確かさは 20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力容器の設計において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系内的に圧力低下を早める予する傾向を呈しており、解析上、蒸気再凝縮の系内の起動タイムラグを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に滞留した上部蒸気層の存在や、燃料棒冷却材の凝縮による熱伝達率の低下、蒸気発生したためであり、炉心の蒸気発生がおおむね維持されるためである。このため、燃料棒冷却材の凝縮による蒸気発生が蒸気再凝縮に与える影響を及ぼす低圧代替注水の注水タイムラグに弊害を生じることがあるとは考えられない。	運転員等操作時間となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材抽出 (境界・蒸気)	二相流体の混動モデル	燃料棒冷却モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABRR の実数解析において、圧力変化は燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) とおなじみの現象として扱われている。蒸気再凝縮は、燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) の不確かさは 20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力容器の設計において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系内的に圧力低下を早める予する傾向を呈しており、解析上、蒸気再凝縮の系内の起動タイムラグを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に滞留した上部蒸気層の存在や、燃料棒冷却材の凝縮による熱伝達率の低下、蒸気発生したためであり、炉心の蒸気発生がおおむね維持されるためである。このため、燃料棒冷却材の凝縮による蒸気発生が蒸気再凝縮に与える影響を及ぼす低圧代替注水の注水タイムラグに弊害を生じることがあるとは考えられない。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。
ECS 注水 (給水系・代替注水含む)		原子炉注水モデル	入力値に含まれる、各系統の設計条件に基づき、原子炉注水と注水流量の関係を適用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料液層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」となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。

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 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (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・ボイド相変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の混動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウングラムの二相水位 (シユワウド外水位) に関する不確かさを取り除く。シユワウド外水位については、燃料液層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、真実及び水頭値のシユワウド外水位に十分であるため、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運転であるため、運転員等操作時間には与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉減圧 (シユワウド外水位) の低下運動が早い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後のかみ低注水) に移行することにより、運転員等操作時間に与える影響は小さい。水位低下運動が速い場合には、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードはシユワウド外水位を現実的に評価す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、原子炉減圧後の注水開始は、原子炉減圧 (シユワウド外水位) の低下運動が早い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後のかみ低注水) に移行することにより、運転員等操作時間に与える影響は小さい。水位低下運動が速い場合には、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードはシユワウド外水位を現実的に評価することから不確かさは小さい。
	冷却材抽出 (境界・蒸気)	二相流体の混動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABRR の実数解析において、圧力変化は燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) とおなじみの現象として扱われている。蒸気再凝縮は、燃料棒冷却 (蒸気再凝縮) の不確かさは 20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力容器の設計において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系内的に圧力低下を早める予する傾向を呈しており、解析上、蒸気再凝縮の系内の起動タイムラグを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に滞留した上部蒸気層の存在や、燃料棒冷却材の凝縮による熱伝達率の低下、蒸気発生したためであり、炉心の蒸気発生がおおむね維持されるためである。このため、燃料棒冷却材の凝縮による蒸気発生が蒸気再凝縮に与える影響を及ぼす低圧代替注水の注水タイムラグに弊害を生じることがあるとは考えられない。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。
ECS 注水 (給水系・代替注水含む)		原子炉注水モデル	入力値に含まれる、各系統の設計条件に基づき、原子炉注水と注水流量の関係を適用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料液層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」となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間」となるパラメータに与える影響は小さい。

Table with columns: 項目, 解析条件 (初期条件, 最確条件), 条件設定の考え方, 運転員等操作時間に関する影響, 評価項目となるパラメータに関する影響

表2 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関する影響 (2/5)

Table with columns: 項目, 解析条件, 最確条件, 条件設定の考え方, 運転員等操作時間に関する影響, 評価項目となるパラメータに関する影響

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに関する影響 (全交流動力電源喪失 (T.B.P.) (2/4)

Table with columns: 項目, 解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ, 最確条件, 条件設定の考え方, 運転員等操作時間に関する影響, 評価項目となるパラメータに関する影響

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
	解除条件	最確条件			
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル2) 発令 (遅れ時間: 1.05 秒)	カービン回線の故障状態発生による原子炉保護系統電源喪失 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系統の遅れ時間を考慮して設定 原子炉水位低下を遅くし、すなわち緊急停止を遅くすることにより、運転員等操作時間に与える影響は少ない。また、格納容器圧力、原子炉水位及び原子炉スクラム水位の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起算とする運転員等操作時間の遅延は遅くなる。運転員等操作時間には与える影響はない。	表確条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサプレッション・プールに排出する蒸気量が減少すること、原子炉水位の低下に伴って格納容器水位が上昇することによる運転員等操作時間に与える影響は少ない。また、格納容器圧力、原子炉水位及び原子炉スクラム水位の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起算とする運転員等操作時間の遅延は遅くなる。運転員等操作時間には与える影響はない。	
過剰安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 (レベル2) [発令] ~ 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1 値当たり) 385.2t/h (1 値当たり) 410.6t/h (1 値当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 (レベル2) [発令] ~ 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1 値当たり) 385.2t/h (1 値当たり) 410.6t/h (1 値当たり)	過剰安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に与える影響はない。
原子炉隔離時冷却系 (低圧注水系)	原子炉手動減圧圧縮機 (レベル2) 発令 (遅れ時間: 1.05 秒)	原子炉手動減圧圧縮機 (レベル2) 発令 (遅れ時間: 1.05 秒)	過剰安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気発生量の関係から設計	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に与える影響はない。
残留熱除去系 (低圧注水系)	事業進展 24 時間 10 分後に手動発令 (レベル2) [発令] ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり)	事業進展 24 時間 10 分後に手動発令 (レベル2) [発令] ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり)	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。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は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。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は運転員等操作時間に与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 (T.B.P.)) (4/4)

項目	解除条件 (初期条件、事象発生条件及び機器条件) の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	低圧注水の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実際の解析上の想定より早くスクラムした場合は、事業進展に与える影響は少ない。	実際の解析上の想定より早くスクラムした場合は、事業進展に与える影響は少ない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 発令 (遅れ時間: 1.05 秒)	原子炉隔離時冷却系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、事業進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事業進展に与える影響はない。
過剰安全弁	過剰安全弁機能 (レベル2) [発令] ~ 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1 値当たり) 385.2t/h (1 値当たり) 410.6t/h (1 値当たり)	過剰安全弁 (速がり弁機能) 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、事業進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事業進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	事業進展 24 時間 10 分後に手動発令 (レベル2) [発令] ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は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。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は運転員等操作時間に与える影響はない。
残留熱除去系 (低圧注水モード)	事業進展 24 時間 10 分後に手動発令 (レベル2) [発令] ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり)	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は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。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は運転員等操作時間に与える影響はない。
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サプレッション・プール) 冷却モード	事業進展 24 時間 10 分後に手動発令 (レベル2) [発令] ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) ~ 1.04MPa[gage] (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり) 1.67t/h (1 値当たり)	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性) 原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は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。水位回復後の操作として注水維持可能な注水量を制御するが、注水量の過剰な注水は運転員等操作時間に与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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			
運転員等 操作時間 に関する 最確条件	最大110m ³ /h(格納容器内スプレッド後)	最大110m ³ /h(格納容器内スプレッド後)	設計値に圧入圧等の圧縮圧縮を考慮した値として設定	実際の圧水素が解析より多い場合(圧水素性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。圧水素の過剰供給による格納容器内スプレッド後の圧水素の増加による影響は小さい。	実際の圧水素が解析より多い場合(圧水素性(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。
	50m ³ /h(格納容器内スプレッド後)	50m ³ /h(格納容器内スプレッド後)	設計に基づき、圧入時の圧入圧力及び冷却圧縮を考慮しても確保可能な値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。
残留熱交換器(格納容器内スプレッド後) 残留熱交換器(サブプレッション・プールの冷却系)	130m ³ /hにて格納容器内へスプレッド	130m ³ /hにて格納容器内へスプレッド	格納容器内温度及び圧力抑制に必要なスプレッド量を考慮し、設計	スプレッド量及び格納容器内温度及び圧力抑制に必要なスプレッド量は、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。
	残留熱交換器(格納容器内スプレッド後) 残留熱交換器(サブプレッション・プールの冷却系)	・原子炉水位を原子炉水位基準(レベル8)まで上昇させた後、格納容器内にスプレッドする。格納容器内温度及び圧力抑制に必要なスプレッド量は、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 ・残留熱交換器(格納容器内スプレッド後)の冷却能力を考慮し、設計	・原子炉水位を原子炉水位基準(レベル8)まで上昇させた後、格納容器内にスプレッドする。格納容器内温度及び圧力抑制に必要なスプレッド量は、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 ・残留熱交換器(格納容器内スプレッド後)の冷却能力を考慮し、設計	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。

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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DC 喪失)+SRV 再閉失敗) (1/4)

項目	解任条件 (運転員) の不備による 解任上の機 作時間	解任条件 (運転員) の不備による 条件設定の考え方	機作の不備による原因	運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となる パラメータによる 影響	操作時間余裕	訓練実績等
遠方保安 型による 属圧操作	低圧注水系統 系発生4 時間後	低圧注水系統 系発生4 時間を考慮して設 定	【原因】 【影響】 【対応】	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。
遠方保安 型による 属圧操作	低圧注水系統 系発生4 時間を考慮して設 定	低圧注水系統 系発生4 時間を考慮して設 定	【原因】 【影響】 【対応】	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。

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 (1/4)

項目	解任上の機 作時間	解任条件 の考え方	機作の不備による原因	運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となる パラメータによる 影響	操作時間余裕	訓練実績等
遠方保安 型による 属圧操作	低圧注水系統 系発生3時 間1分後	低圧注水系統 系発生3時 間1分後を考慮して設 定	【原因】 【影響】 【対応】	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。
遠方保安 型による 属圧操作	低圧注水系統 系発生3時 間1分後	低圧注水系統 系発生3時 間1分後を考慮して設 定	【原因】 【影響】 【対応】	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。

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 (全交流動力電源喪失 (T B P) (1/3))

項目	解任上の機 作時間	解任条件 の考え方	機作の不備による原因	運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となる パラメータによる 影響	操作時間余裕	訓練実績等
遠方保安 型による 属圧操作	低圧注水系統 系発生3時 間1分後	低圧注水系統 系発生3時 間1分後を考慮して設 定	【原因】 【影響】 【対応】	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。
遠方保安 型による 属圧操作	低圧注水系統 系発生3時 間1分後	低圧注水系統 系発生3時 間1分後を考慮して設 定	【原因】 【影響】 【対応】	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	遠方の機作時間 に与える影響はな い。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。	運転員による原子炉操 作時間余裕を考慮し た上で、運転員が遠 方保安型による原子 炉属圧操作を開始し た時点で、運転員は 約80秒で遠方保安 型による属圧操作を 完了後として設定 される。

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 style="text-align: right;">添付資料2.3.4.3</p> <p style="text-align: center;">減圧・注水開始操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」では、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注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。</p> <p>その後、<u>原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。</u></p> <p>ここでは、<u>実際の運転員操作を考慮し、原子炉隔離時冷却系を再起動した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。</u></p> <p>2. <u>評価項目への影響</u> 有効性評価では、<u>原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)による自動起動(停止)のみを想定しており、運転員による再起動を考慮しておらず、事象発生4時間後までに原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(可搬型)による注水を開始することで、炉心</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.3.3</p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉注水開始が遅れた場合の影響について</u> (全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>1. はじめに 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」では、<u>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注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。</u></p> <p>その後、<u>可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備が完了した後、事象発生の3時間1分後に逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧を実施する。</u></p> <p><u>実際の運転手順では、原子炉隔離時冷却系が停止した後に原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下(レベル1)を下回り燃料有効長頂部に到達する前までに原子炉隔離時冷却系の再起動を試みることとなっている。よって、ここでは、原子炉隔離時冷却系の再起動に期待した場合の減圧・注水の時間余裕を評価する。</u></p> <p>2. 評価条件</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.3.4.3</p> <p style="text-align: center;"><u>減圧・注水開始操作の時間余裕について</u> (全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>1. はじめに 事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(TBP)</u>」では、<u>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注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。</u></p> <p>その後、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)の起動準備が完了した後、事象発生2時間20分後に逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の手動操作による原子炉減圧を実施する。</u></p> <p>ここでは、<u>実際の運転員操作を考慮した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。</u></p> <p>2. <u>評価条件</u></p>	<p>・運用の相違 【東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉圧力低下時の原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを考慮し、保守的に原子炉隔離時冷却系の再起動操作を考慮しない。</p> <p>・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>損傷を防止している。</p> <p>本評価では、<u>運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合に、炉心損傷に至らない低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（原子炉急速減圧含む）の操作開始時間について評価を実施した。</u></p> <p>表1に評価結果を示す。また、<u>操作70分遅れ（事象発生5時間10分後に急速減圧開始）のケースにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図1から図4に示す。</u></p> <p>操作70分遅れの場合は、<u>評価項目となる燃料被覆管温度1,200℃及び燃料被覆管酸化量15%を下回り、燃料被覆管の破裂も発生せず、評価項目を満足する。また、操作80分遅れの場合は、評価項目は満足するが、燃料被覆管の破裂が発生する結果となった。以上より、操作70分遅れまでは時間余裕がある。</u></p> <p>なお、<u>実際には図1に示すように原子炉圧力が再上昇すること</u></p>	<p>原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止した後、<u>原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を再起動するものとする。</u>また、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、事象発生3時間56分後（55分遅れ）及び事象発生4時間1分後（60分遅れ）に実施する場合を評価する。</u>なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</p> <p>3. 評価結果</p> <p><u>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）が55分遅れた場合（事象発生3時間56分後に減圧を実施）の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第1図から第4図に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ55分及び60分）を第5図に示す。</u>また、<u>原子炉注水が55分遅れた場合と60分遅れた場合の評価結果のまとめを第1表に示す。</u></p> <p>55分遅れの場合では、<u>燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、60分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。</u>以上より、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、少なくとも55分程度の時間余裕があることを確認した。</u></p> <p>なお、<u>実際には原子炉圧力が再上昇する場合には、原子炉隔</u></p>	<p>逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）の手動操作による原子炉減圧操作（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、<u>事象発生3時間5分後（45分遅れ）及び事象発生3時間10分後（50分遅れ）に実施する場合を評価する。</u>なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</p> <p>3. 評価結果</p> <p><u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動による原子炉減圧操作（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）が45分遅れた場合（事象発生3時間5分後に減圧を実施）及び50分遅れた場合（事象発生3時間10分後に減圧を実施）の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図1から図8に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ45分及び50分）を図9に示す。</u>また、<u>原子炉注水が45分遅れた場合と50分遅れた場合の評価結果のまとめを表1に示す。</u></p> <p>45分遅れの場合では、<u>燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、50分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。</u>以上より、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動による原子炉減圧操作（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、少なくとも45分程度の時間余裕があることを確認した。</u></p> <p>なお、<u>解析では、原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさ</u></p>	<p>島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉圧力低下時の原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを考慮し、保守的に原子炉隔離時冷却系の再起動操作を考慮しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【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】</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</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>から、原子炉隔離時冷却系の2回目以降の再起動が可能であること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから、70分よりも時間余裕は長くなるものとする。</p> <p>3. まとめ</p> <p>操作70分遅れの場合、評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)を満足する。一方、操作80分遅れの場合は、評価項目は満足するが、燃料被覆管の破裂は発生する。従って、原子炉減圧操作及び低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作は、少なくとも70分程度の遅れの余裕がある。</p> <p style="text-align: center;"><u>表1 炉心の健全性に関する感度解析結果</u></p> <table border="1" data-bbox="210 1121 884 1251"> <thead> <tr> <th>解析上の操作開始時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管の最高温度</th> <th>燃料被覆管酸化量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>70分 (事象発生5時間10分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約808℃</td> <td>約2%</td> </tr> <tr> <td>80分 (事象発生5時間20分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約917℃</td> <td>約7%</td> </tr> </tbody> </table>	解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	70分 (事象発生5時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約808℃	約2%	80分 (事象発生5時間20分後に原子炉急速減圧開始)	約917℃	約7%	<p>離時冷却系の2回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから、余裕時間は55分よりも長くなるものとする。</p> <p style="text-align: center;"><u>第1表 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</u></p> <table border="1" data-bbox="1003 1121 1703 1297"> <thead> <tr> <th>減圧遅れ時間</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> <th>燃料被覆管の酸化量</th> <th>燃料被覆管の破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>55分 (事象発生3時間56分後に原子炉減圧開始)</td> <td>約875℃</td> <td>約2%</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>60分 (事象発生4時間1分後に原子炉減圧開始)</td> <td>約934℃</td> <td>約3%</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	減圧遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量	燃料被覆管の破裂の有無	55分 (事象発生3時間56分後に原子炉減圧開始)	約875℃	約2%	無	60分 (事象発生4時間1分後に原子炉減圧開始)	約934℃	約3%	有	<p>を踏まえ、原子炉圧力が設計圧力(0.74MPa(gage))まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を停止し再起動はしない条件としているが、実際の手順では、原子炉隔離時冷却系の停止以降においても、原子炉圧力が設計圧力(0.74MPa(gage))まで再上昇した場合には、原子炉隔離時冷却系を再起動し原子炉水位を回復させる手順としている。このため、再起動を行った場合及び設計値よりも低い圧力まで原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能である場合には原子炉水位の回復が見込めることから、余裕時間は上記評価結果の45分よりも長くなるものとする。</p> <p style="text-align: center;"><u>表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</u></p> <table border="1" data-bbox="1745 1104 2484 1314"> <thead> <tr> <th>解析上の操作開始時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管の最高温度</th> <th>燃料被覆管酸化量</th> <th>燃料被覆管の破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約805℃ (高出力燃料集合体)</td> <td>約1%</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)</td> <td>約984℃ (高出力燃料集合体)</td> <td>約4%</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	燃料被覆管の破裂の有無	45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)	約805℃ (高出力燃料集合体)	約1%	無	50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約984℃ (高出力燃料集合体)	約4%	有	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、解析条件と手順の相違内容について記載。</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>
解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量																																		
70分 (事象発生5時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約808℃	約2%																																		
80分 (事象発生5時間20分後に原子炉急速減圧開始)	約917℃	約7%																																		
減圧遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量	燃料被覆管の破裂の有無																																	
55分 (事象発生3時間56分後に原子炉減圧開始)	約875℃	約2%	無																																	
60分 (事象発生4時間1分後に原子炉減圧開始)	約934℃	約3%	有																																	
解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	燃料被覆管の破裂の有無																																	
45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)	約805℃ (高出力燃料集合体)	約1%	無																																	
50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約984℃ (高出力燃料集合体)	約4%	有																																	

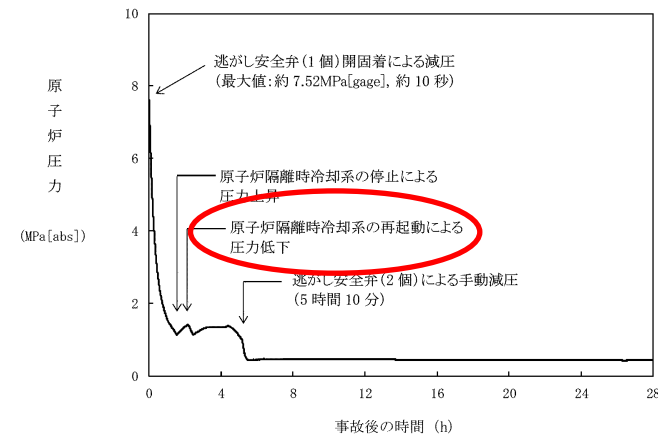


図1 操作70分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

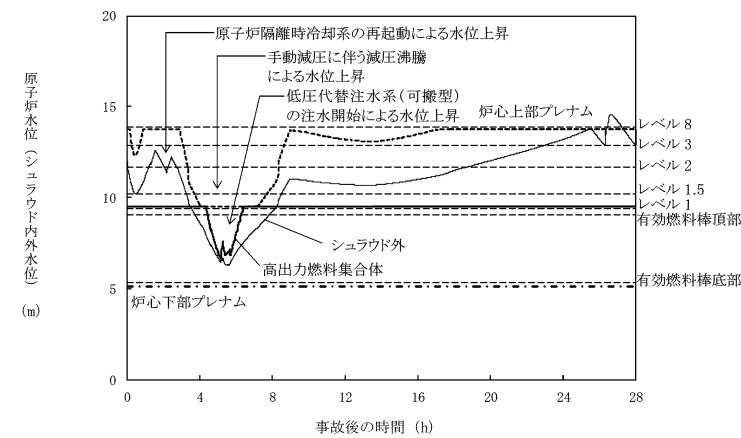
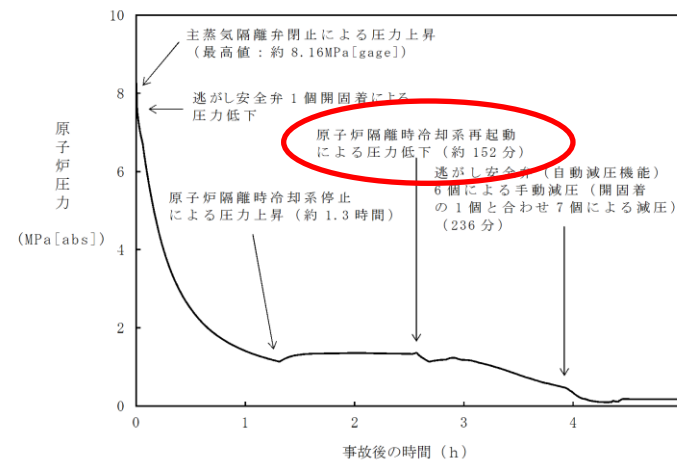
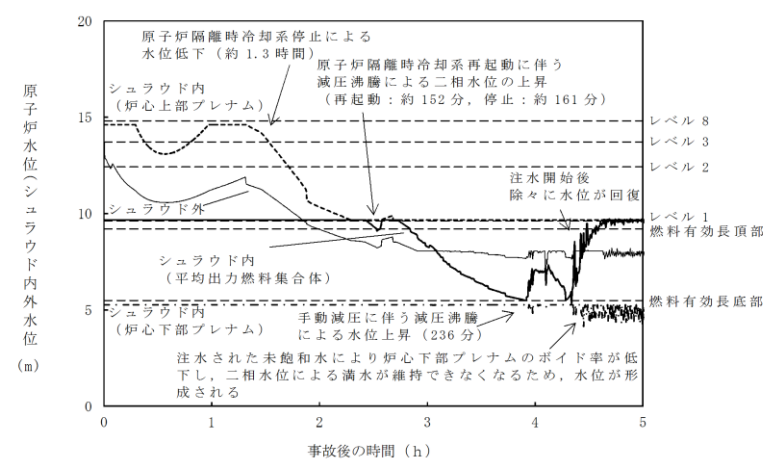


図2 操作70分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第1図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



第2図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)

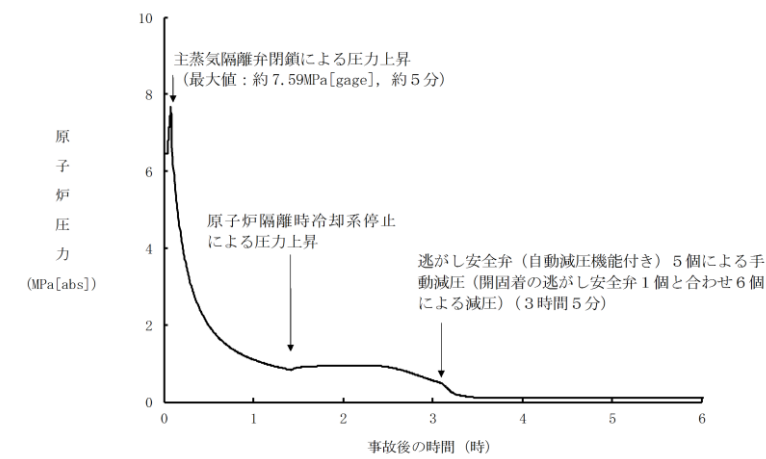


図1 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

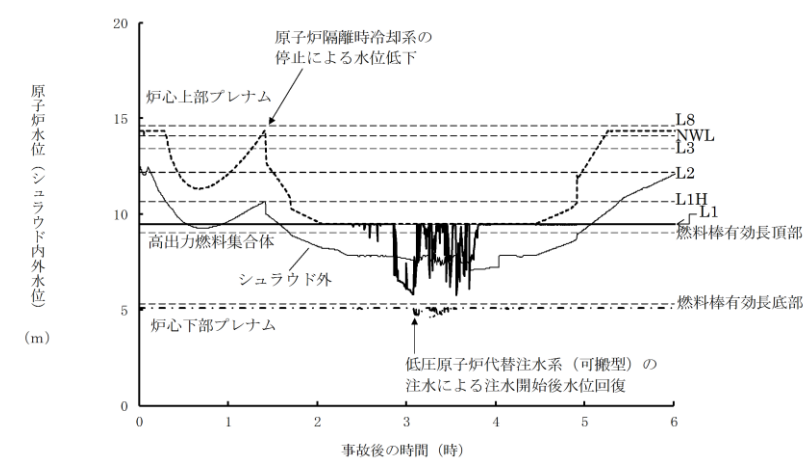


図2 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

備考
 ・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は、原子炉圧力低下時の原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを考慮し、保守的に原子炉隔離時冷却系の再起動操作を考慮しない。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

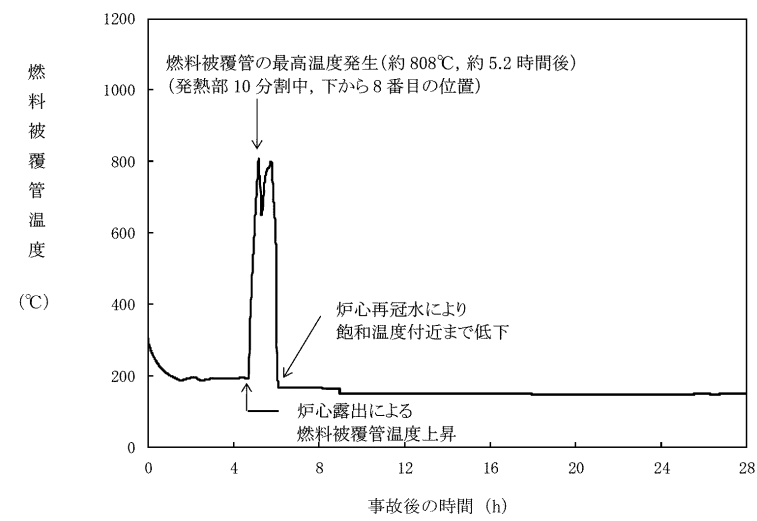


図3 操作70分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

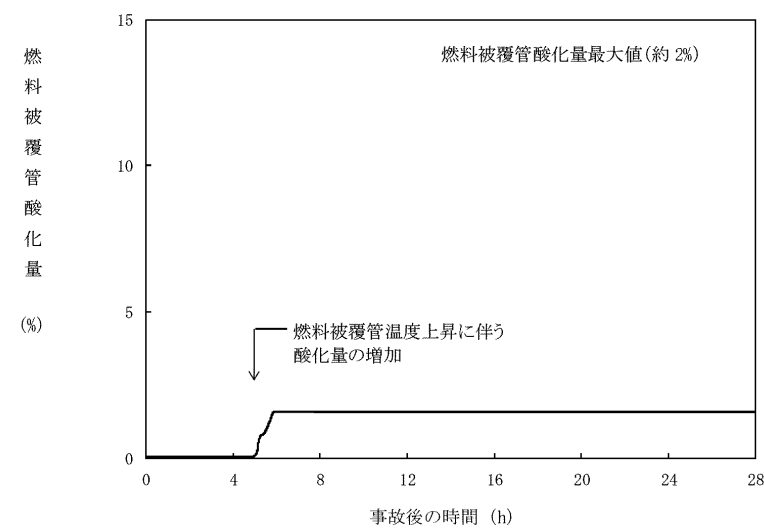
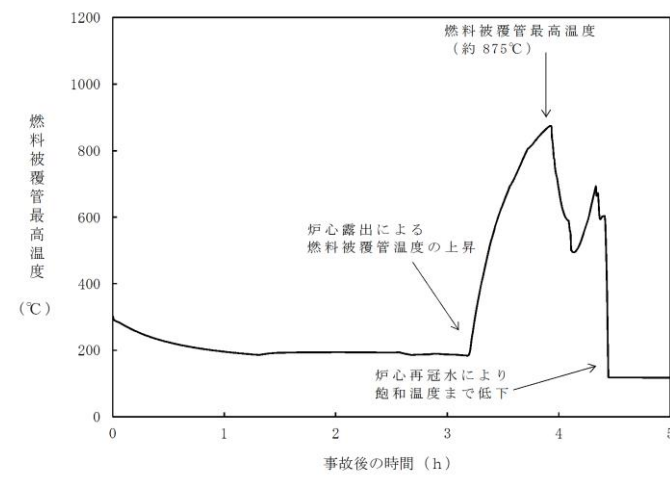
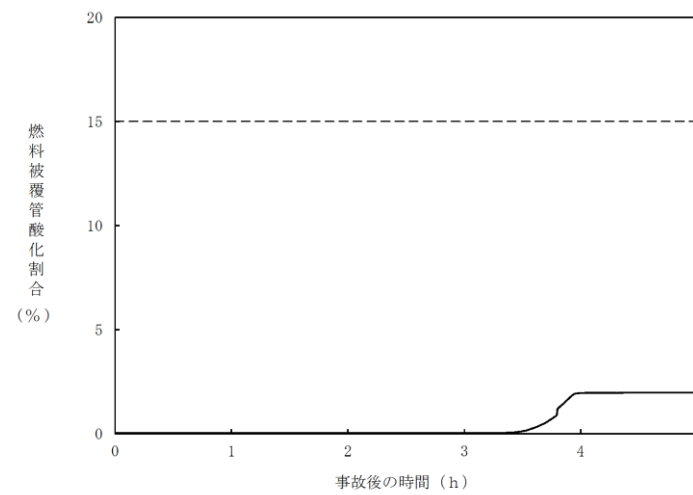


図4 操作70分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



第3図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 55 分)



第4図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 55 分)

島根原子力発電所 2号炉

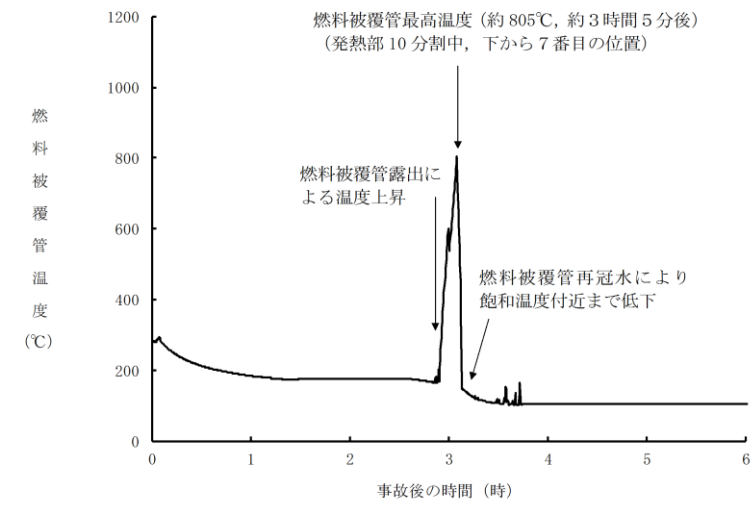


図3 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

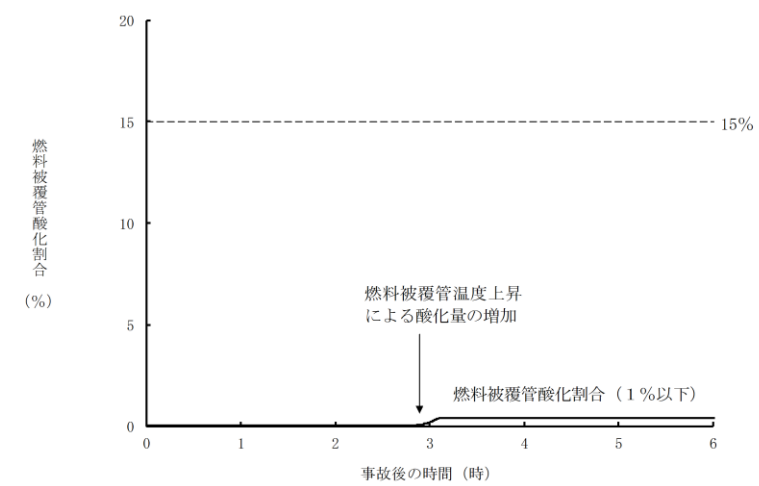
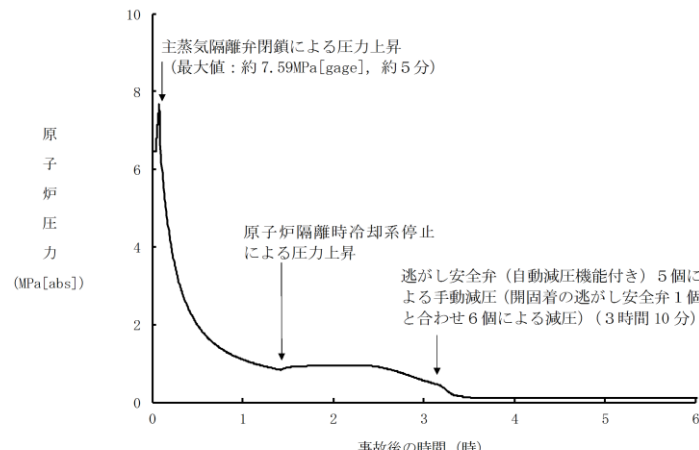
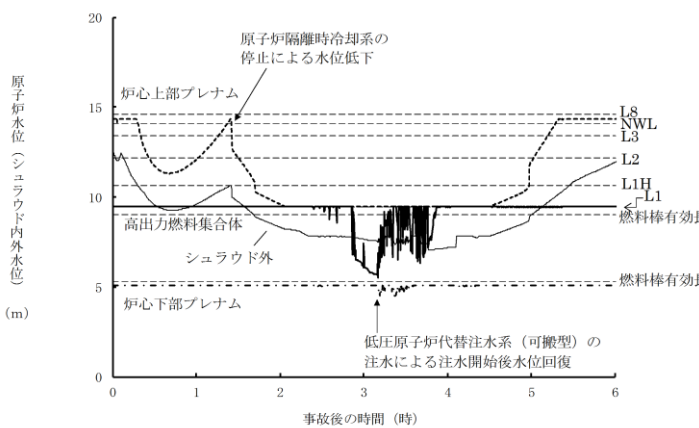
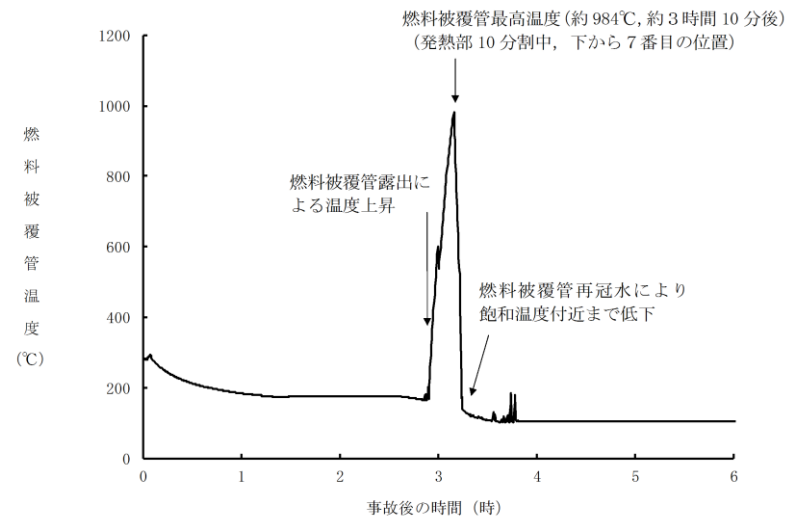
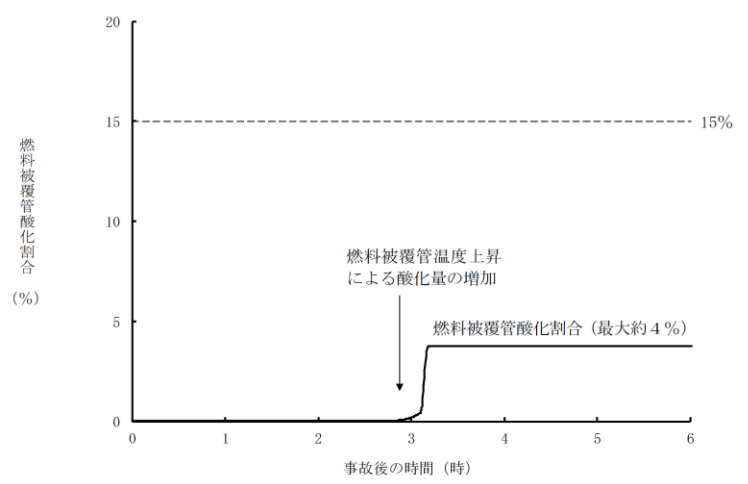


図4 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

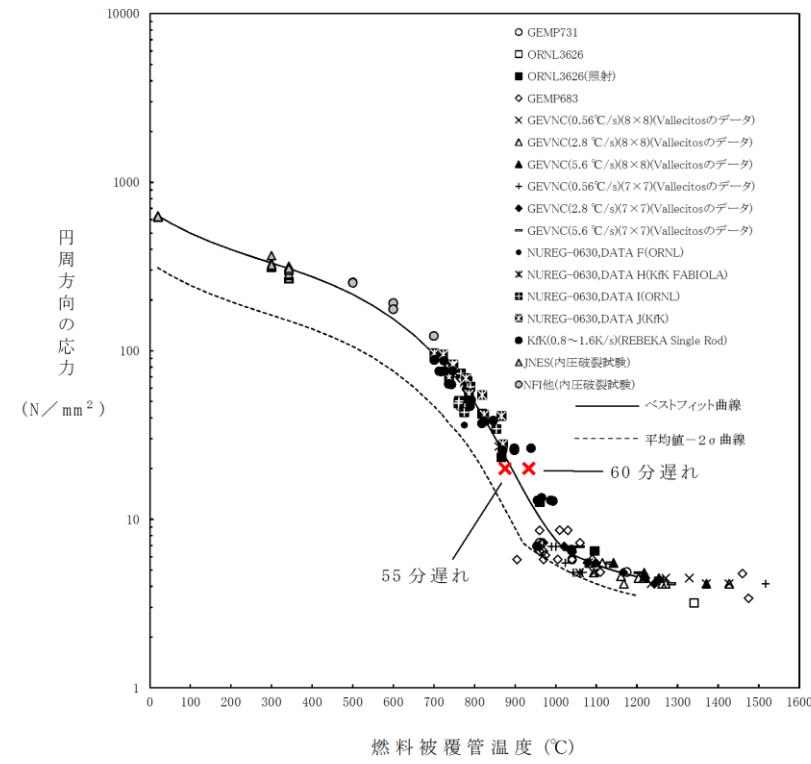
備考

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		 <p data-bbox="1736 703 2493 735">図5 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p>  <p data-bbox="1840 1417 2374 1501">図6 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	<p data-bbox="2522 210 2819 420">・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 燃料被覆管の破裂が有る場合の結果も記載。</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 data-bbox="1825 829 2404 913"><u>図7 操作開始時間 50分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移</u></p>  <p data-bbox="1825 1543 2404 1627"><u>図8 操作開始時間 50分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移</u></p>	<p data-bbox="2522 252 2804 472">・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, 燃料被覆管の破裂が有る場合の結果も記載。</p>

・解析結果の相違
【東海第二】



第5図 燃料被覆管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 (遅れ時間 55 分及び 60 分)

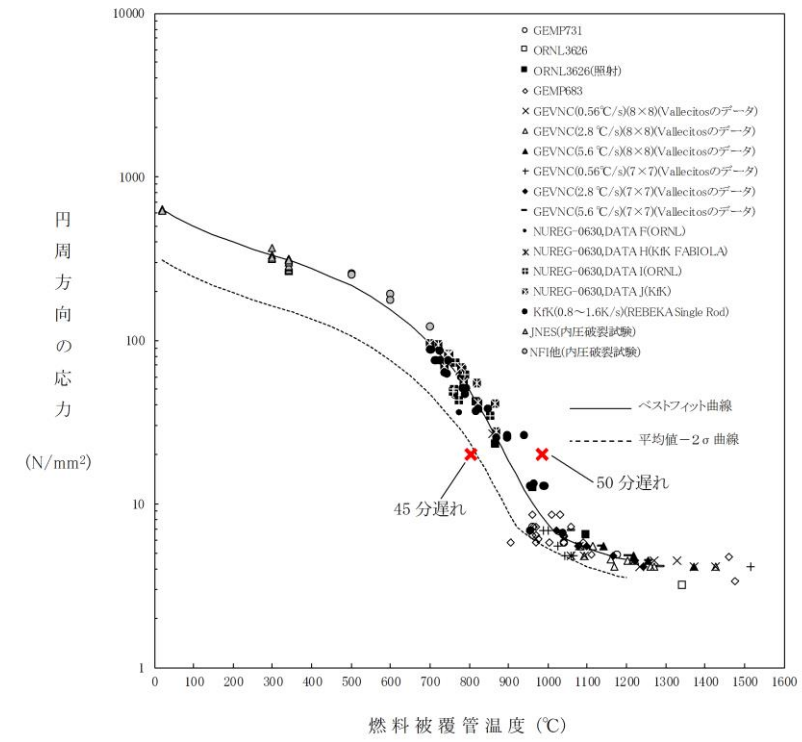
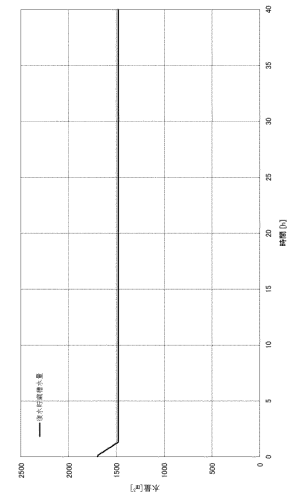
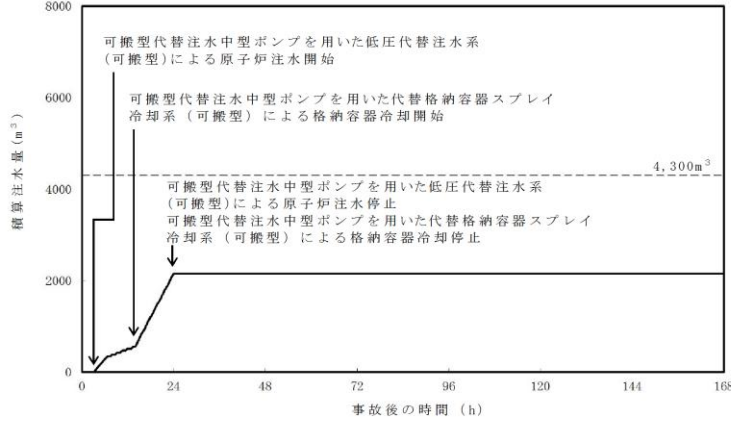


図9 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (操作遅れ時間 45 分及び 50 分)

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2.3.4.4</p> <p>7日間における水源の対応について (全交流動力電源喪失 + DG喪失) + SRV再開失敗</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、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 事象発生後約 1.5 時間までは原子炉隔離時冷却系により 180m³/h で注水し、事象発生約 4 時間後からは低圧代替注水系 (可搬型) により 84m³/h で注水する。 格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した以降は 40m³/h で原子炉注水し、原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量で注水する。 ②代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレィ格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した以降は、80m³/h で格納容器スプレィを実施する。</p> <p>○時間評価 事象発生約 1.5 時間後までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水を実施するため復水貯蔵槽水量は減少するが、それ以降は使用しないことから復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、以降は淡水貯水池を水源として可搬型代替注水ポンプ (4~2 級) により上記流量で原子炉注水及び格納容器スプレィを実施するため、枯渇することが可能である。</p> <p>○水源評価結果 復水貯蔵槽については号炉あたり約 300m³ の水量が必要となる。淡水貯水池については、事象発生約 4 時間後から約 9 時間後 (格納容器スプレィ開始) までは 84m³/h にて原子炉注水、事象発生約 9 時間後から約 18 時間後 (格納容器ベント実施) までは原子炉注水 (40m³/h) 及び格納容器スプレィ (80m³/h)、事象発生約 18 時間後 (格納容器ベント実施) から事象発生 25.5 時間後までは炉心を冠水維持可能な注水量 (約 40m³/h) で原子炉注水を行い、その後は残留熱除去系による原子炉格納容器除熱によって注水は不要となることから、号炉あたり約 1,800m³ の水量が必要となる。そのため、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,100m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 4,200m³ 必要となるが、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>添付資料 2.3.3.4</p> <p>7日間における水源の対応について (全交流動力電源喪失 (TBP))</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"> 西側淡水貯水設備：約 4,300m³ <p>2. 水使用パターン</p> <p>① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水</p> <p>事象発生 3 時間 1 分後、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。</p> <p>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>交流動力電源が復旧した後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。</p> <p>② 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達する事象発生約 14 時間後、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。</p> <p>交流動力電源が復旧した後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を停止する。</p>	<p>添付資料 2.3.4.4</p> <p>7日間における水源の対応について (全交流動力電源喪失 (TBP))</p> <p>○水源 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 (可搬型) による原子炉注水 事象発生 2 時間 20 分後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。 炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ②格納容器代替スプレィ系 (可搬型) による格納容器スプレィ 事象発生 21 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 事象発生 1.4 時間後まではサブプレッショナル・チェンバのプール水を水源として原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水槽 (西 1 / 西 2) 水量は減少しない。事象発生 2 時間 20 分後から低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水、事象発生 21 時間後から格納容器代替スプレィ系 (可搬型) による格納容器スプレィを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽 (西 1 / 西 2) であり、枯渇することなく安定して冷却が可能である。また、事象発生 24 時間 30 分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から輪谷貯水槽 (西 1 / 西 2) 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 1,000m³ 必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。 (70m³/h × 1h) + (35m³/h × 1.8h) + (32m³/h × 5h) + (28m³/h × 4h) + (25m³/h × 4h) + 245m³ ≈ 1,000m³</p>	<p>・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>3. 時間評価</p> <p>事象発生から可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）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、西側淡水貯水設備の水量は減少しない。</p> <p>事象発生 3 時間 1 分以降は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少する。</p> <p>交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は、残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため、西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。</p> <p>この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,160m³である。</p>  <p>第1図 外部水源による積算注水量 (全交流動力電源喪失 (T B P))</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 2,160m³の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に約 4,300m³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2.3.4.5

7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失 + DG喪失） + SRV再開失敗

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

フロント状況：6号及び7号炉運転中、1～5号炉停止中。
事後：全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗は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。
注31. 至フロ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策用可燃型電源設備等、フロントに設置していない設備も対象とする。

Table with 5 columns: 号炉 (Reactor No.), 時系列 (Timeline), 判定 (Judgment), 合計 (Total), 判定 (Judgment). It details fuel consumption for various equipment like pumps and generators over 7 days.

注1 事故発生に必要な常設代替電源設備3台を起動させると評価した。
注2 事故発生に必要な非常設代替電源設備は1台であるが、保守的に非常設代替電源設備3台を起動させると評価した。
注3 事故発生に必要な非常設代替電源設備は1台であるが、保守的に非常設代替電源設備3台を起動させると評価した。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 2.3.3.5

7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（TBP））

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。

Table with 3 columns: 時系列 (Timeline), 合計 (Total), 判定 (Judgment). It details fuel consumption for equipment like pumps and generators over 7 days.

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.3.4.5

7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（TBP））

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。

Table with 3 columns: 時系列 (Timeline), 合計 (Total), 判定 (Judgment). It details fuel consumption for equipment like pumps and generators over 7 days.

備考

- ・解析条件の相違【柏崎6/7】
島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。
・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。
・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】

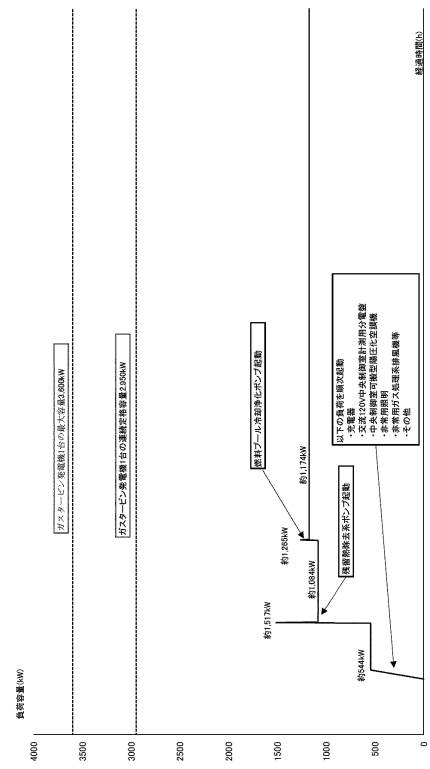
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

添付資料2.3.4.6

常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DC喪失) + SRV再開失敗)

<6号炉>

6号炉	約94kW
直流125V充電器A	約56kW
直流125V充電器A-2	約41kW
AM用直流125V充電器盤	約98kW
直流125V充電器B	約12kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約100kW
非常用照明	3kW
中央制御室可搬型隔圧化空調機	540kW (973kW)
残留熱除去系ポンプ (起動時)	90kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	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
合計 (連続最大容量)	約1174kW (約1517kW)



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分離分給去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

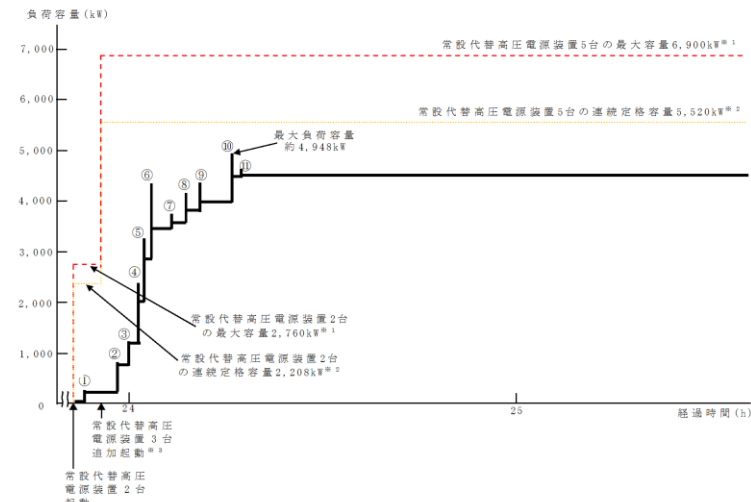
東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 2.3.3.6

常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失 (TBP))

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	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明*4 ・120/240V計測用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他必要な負荷*4	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*4 ・120/240V計測用主母線盤2B ・その他必要な負荷*4	約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,201
④	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約2,401	約2,038
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約3,238	約2,875
⑥	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,300	約3,462
⑦	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3,756	約3,568
⑧	中央制御室換気系空調機和機ファン 中央制御室換気系フィルタファン	約45 約8	約4,145	約3,804
⑨	副機室換気系排風機 その他必要な負荷	約183 約154	約4,358	約3,966
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約30	約4,948	約4,480
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,589	約4,510



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

① 緊急用母線自動起動負荷 (1,380kW×運転台数=最大容量)
② 非常用母線2C自動起動負荷 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
③ 非常用母線2D自動起動負荷 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
④ 残留熱除去系海水系ポンプ出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑤ 残留熱除去系海水系ポンプ出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑥ 残留熱除去系ポンプ出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑦ 非常用ガス再循環系排風機出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑧ 非常用ガス処理系排風機出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑨ 中央制御室換気系空調機和機ファン出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑩ 中央制御室換気系フィルタファン出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑪ 緊急用海水ポンプ出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
⑫ 代替燃料プール冷却系ポンプ出力運転時の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.3.4.6

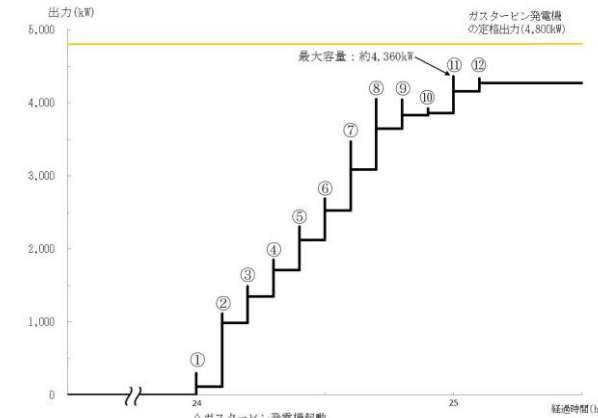
常設代替交流電源設備の負荷
(全交流電源喪失 (TBP))

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)	定常時の連続最大負荷容量 (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, モニタリング・ポスト他 (自動投入負荷)	約877	約1,116	約988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約360	約1,489	約1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約360	約1,849	約1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約410	約2,303	約2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約410	約2,689	約2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約560	約3,471	約3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約560	約4,052	約3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約180	約4,043	約3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約3,920	約3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約300	約4,360	約4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約110	約4,333	約4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



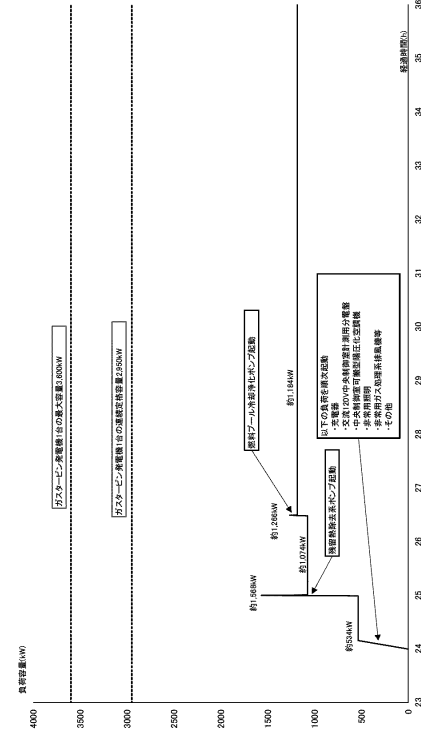
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

備考

・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。

<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
残置熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (1034kW)
燃料プールの冷却浄化ポンプ (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
合計 (連続最大容量) (最大容量)	約 1184kW (約 1568kW)



負荷計算イメージ

※非常用ガス処理系湿分離去装置、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 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、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>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>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</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>自動減圧機能付き</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<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> <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（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代替スプレイを実施しない。</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>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 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1 名(6 号及び7 号炉兼任)、当直副長2 名、運転操作対応を行う運転員12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5 名、緊急時対策要員(現場)は8 名である。</u></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。</u></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、当直副発電長1 名及び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、通報連絡等を行う要員は<u>4 名及び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>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、当直副長1 名、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、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>・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 【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 【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 【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>中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2 個</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>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逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) 6 個を手</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）</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。 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、<u>原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）</u>等である。 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> 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</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）</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。 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、<u>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）</u>等である。 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>動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<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>e. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）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>残留熱除去系（低圧注水モード）</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>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</u>等である。 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</u>等である。</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</u>である。</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「<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、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（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。</u></p> <p><u>また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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）<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、スプレイ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＋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、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<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、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。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、<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、高圧炉心スプレイ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[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>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<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)(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> 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉減圧後に、<u>1,136m³/h (0.14MPa[dif]において) (最大 1,193m³/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>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) 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、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、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、サブプレッション・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、原子炉補機代替冷却系起動後に実施する残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後、サブプレッション・プール水温度が 100℃に到達する事象発生から 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 【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、原子炉補機代替冷却系起動後の事象発生から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> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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。 ・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。 ・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。 ・運用の相違 【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>(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逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）<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。<u>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2.4.1-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（<u>安全弁機能</u>）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。</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（<u>逃がし弁機能</u>）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、燃料被覆管の最高温度が初期値を上回らない。</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> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></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、<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> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></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℃）を上回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p>	<p>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、<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> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></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>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。 <u>(添付資料2.4.1.2)</u></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 (1) 必要な要員の評価 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、<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>、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり<u>28名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の<u>72名</u>で対処可能である。</p>	<p>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。 <u>(添付資料2.4.1.2)</u></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 (1) 必要な要員の評価 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、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 <u>20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」で説明している災害対策要員（初動）の <u>39名</u> 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、<u>実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である</u>。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（長期TB）」において事象発生から約19時間後であり、<u>約11時間以上の余裕がある</u>ことから、時間余裕がある。 <u>(添付資料2.4.1.2)</u></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 (1) 必要な要員の評価 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、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 <u>31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</u>の <u>45名</u> 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 【柏崎6/7、東海第二】 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 【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</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。</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、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の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>

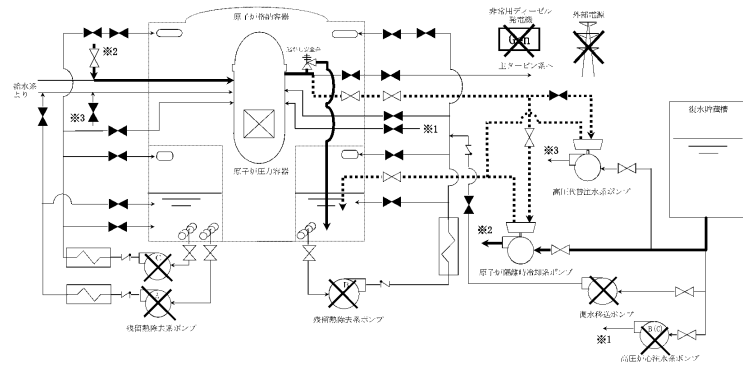
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u> (添付資料2.4.1.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6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 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>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<u>逃がし安全弁による原子炉注水手段</u>、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<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）</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>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（<u>常設代替高圧電源装置5台</u>）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>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<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>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段並びに<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>による格納容器除熱手段を整備している。</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>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<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</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>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>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。 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

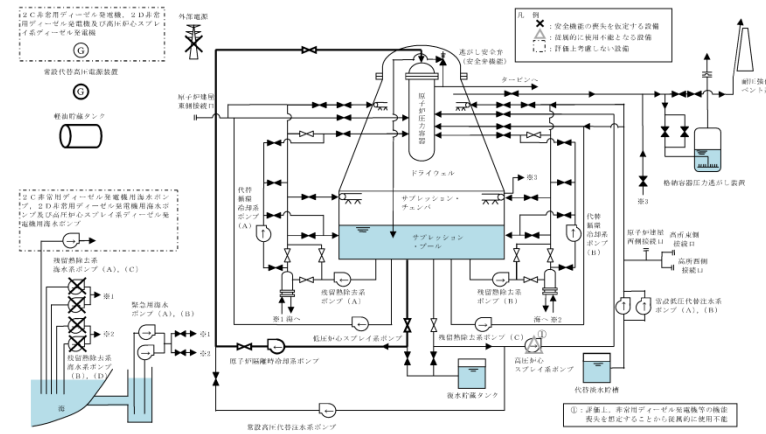
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，<u>低圧代替注水系（常設）</u>，<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水，<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u>，<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を実施することにより，炉心損傷することはない。</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>，<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水並びに<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>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＋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>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉注水，<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）</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>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】</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，サブプレシ</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>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>低圧代替注水系(常設)</u>、<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)</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水、<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>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>低圧代替注水系(常設)</u>、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)</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、<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<u>格納容器除熱等</u>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>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(低圧注水モード)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉注水、<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)</u>による<u>原子炉格納容器除熱等</u>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>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、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 【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>

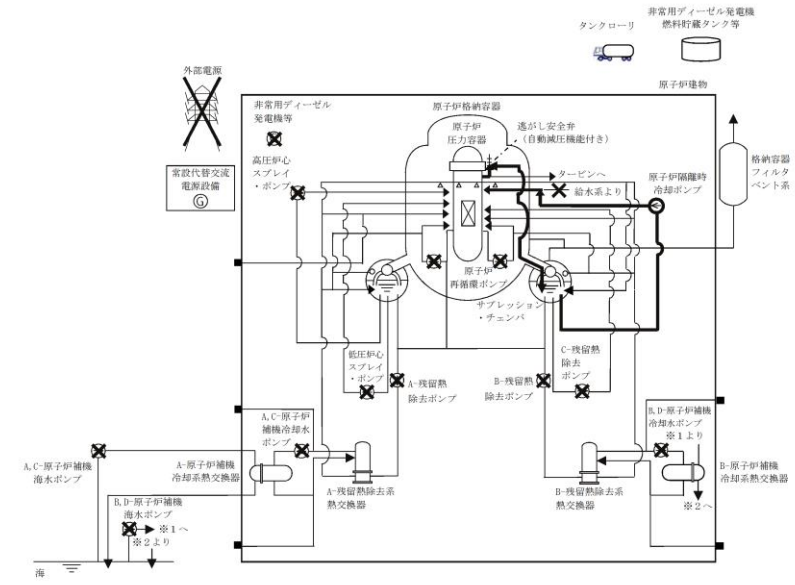
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



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)

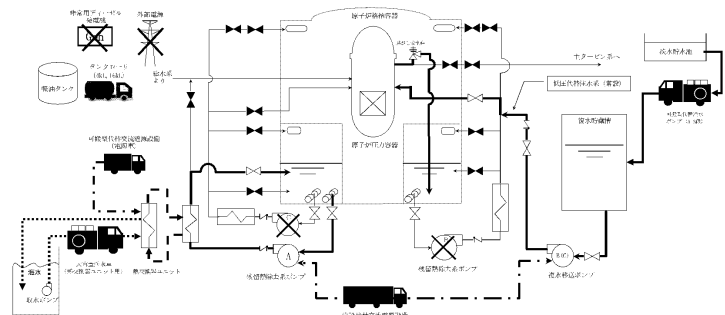


第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）
時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

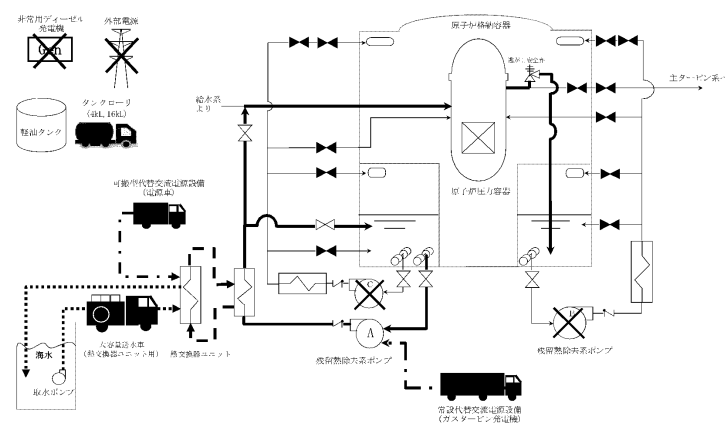


第 2.4.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した
場合）」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)

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>			<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】</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>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>		

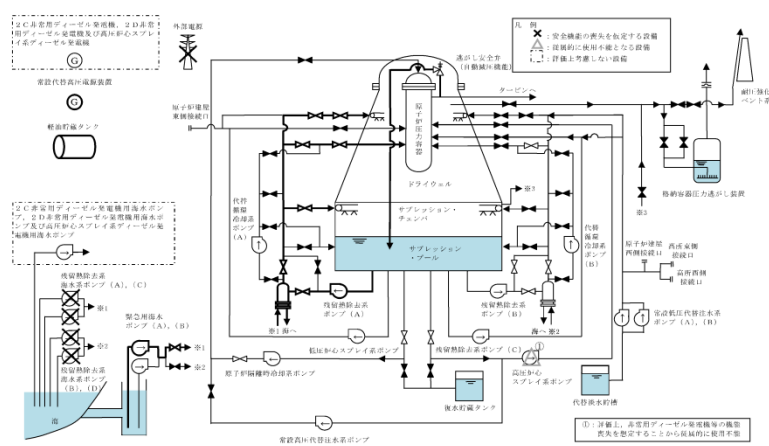


第 2.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

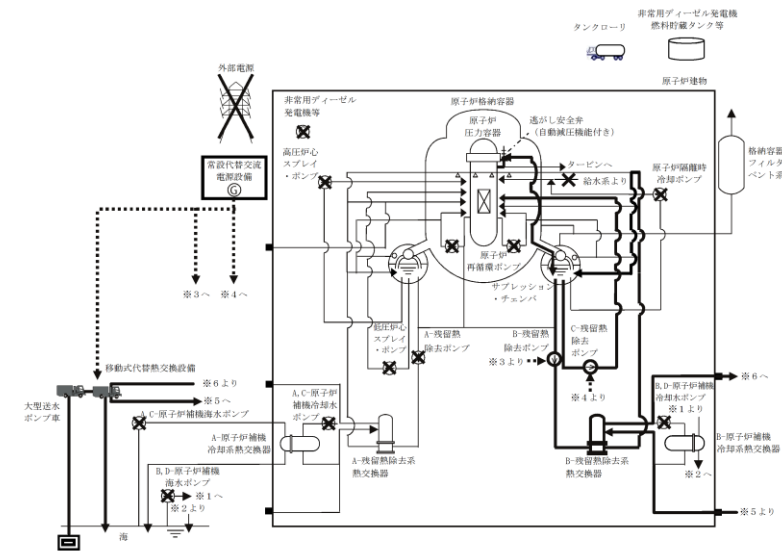


※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。

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)



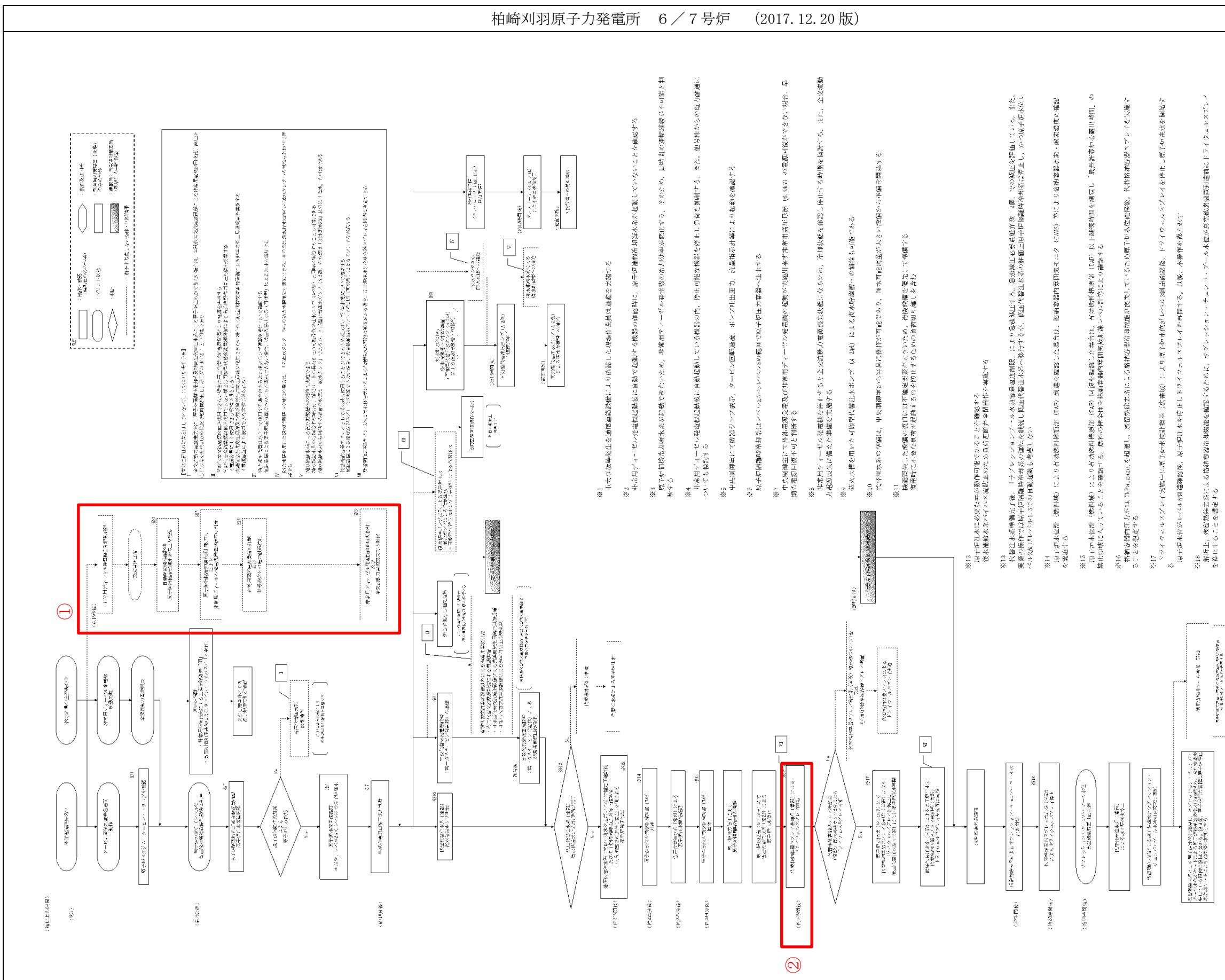
第 2.4.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・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。

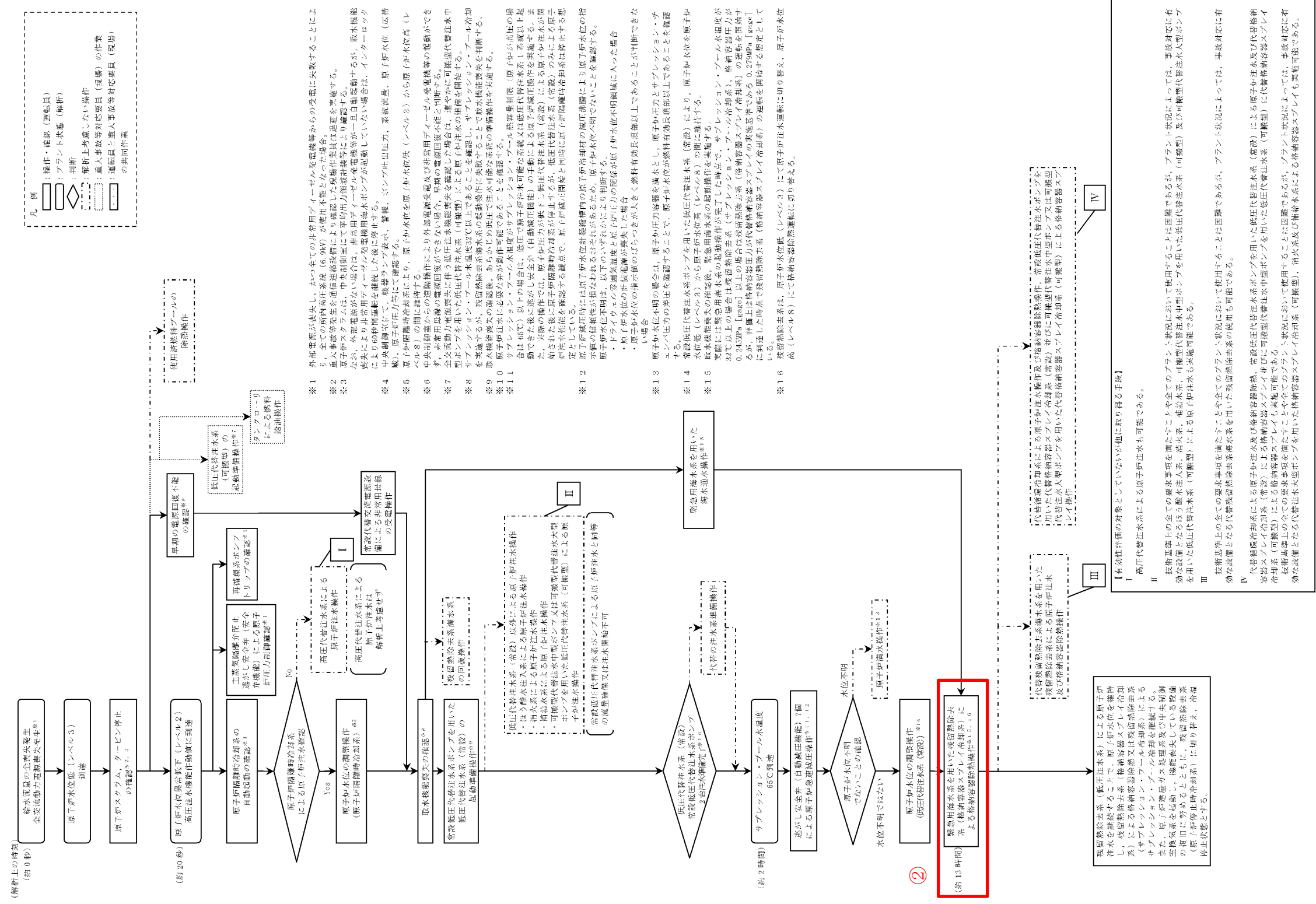
差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-2図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照。

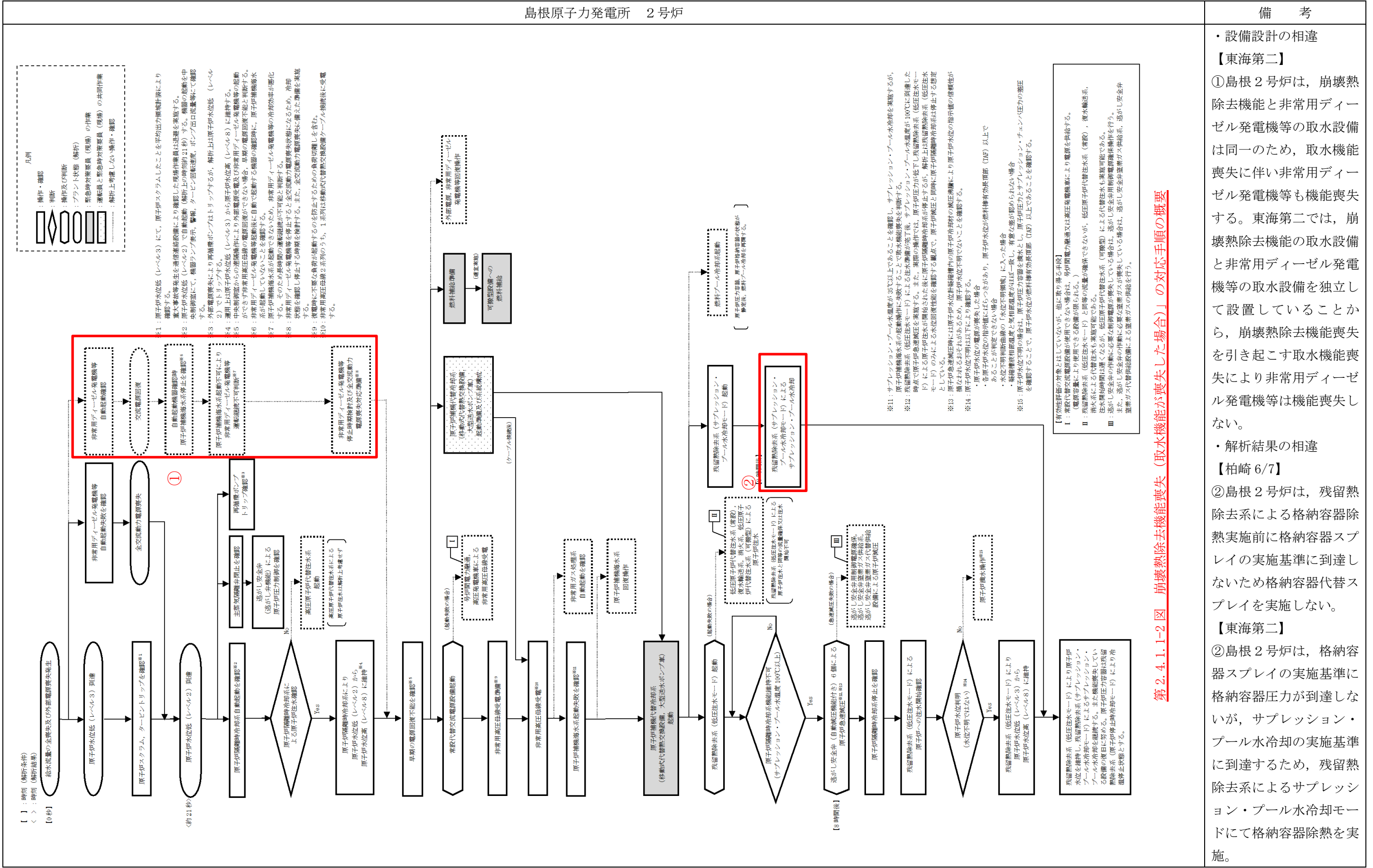
第2.4.1.5図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要



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2.4.1-2 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



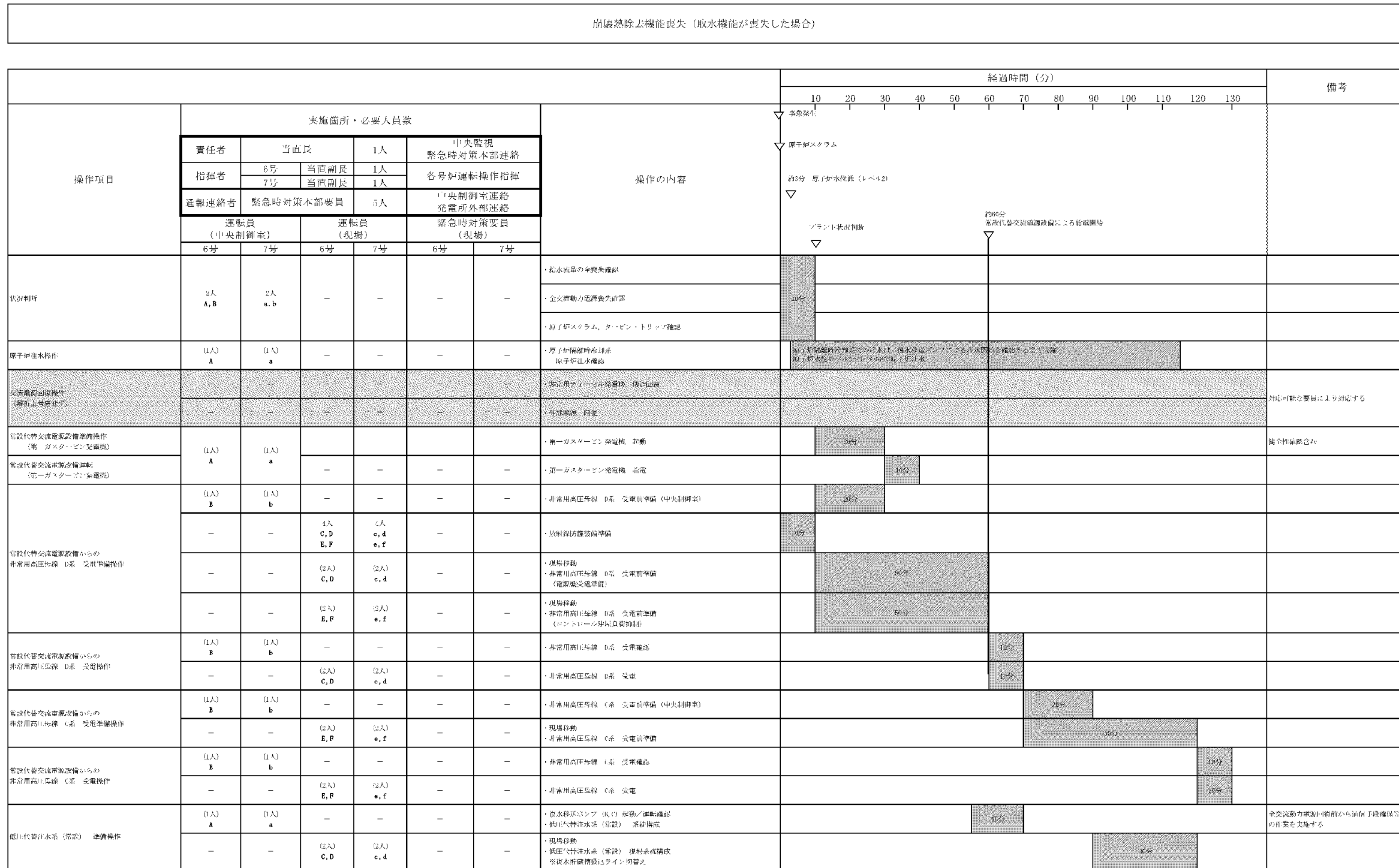


第2.4.1.1-2 図 崩壊熱除去機能が喪失した場合」の対応手順の概要

備考

- ・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の取水設備も機能喪失する。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。
- 【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。

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。

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）							経過時間（時間）												備考					
作業項目	実施箇所・必要人員数						作業の内容	経過時間（時間）												備考				
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26	28	30	32
原子炉停止操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉降圧開始 ・原子炉停止確認 ・原子炉降圧確認、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
原子炉降圧確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・降圧確認作業、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
原子炉降圧確認（監視）	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・降圧監視作業、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
代表原子炉降圧確認（監視）	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代表降圧確認作業、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
冷却水供給ポンプ（6号機）の運転再開	6人 ↓ 16人 ↓ 4人、5人						・冷却水供給ポンプ（6号機）の運転再開	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
							・可動冷却水ポンプ（6号機）による冷却水供給	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
冷却水供給ポンプ（6号機）の運転再開	5人 ↓ 14人						・冷却水供給ポンプ（6号機）の運転再開	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
・可動冷却水ポンプ（6号機）による冷却水供給							[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																	
代表原子炉降圧確認（監視）	12人 C, D		12人 c, d		-	-	・代表降圧確認作業、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
代表原子炉降圧確認（監視）	19人 （他5人） ↓ 14人、5人		13人 （他5人） ↓ 8人、5人		-	-	・代表降圧確認作業、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
冷却水供給	8人 ↓ 12人						・冷却水供給ポンプ（6号機）の運転再開	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
・可動冷却水ポンプ（6号機）による冷却水供給							[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																	
代表原子炉降圧確認（監視）	5人 A		5人 a		-	-	・代表降圧確認作業、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
代表原子炉降圧確認（監視）	5人 A		5人 a		-	-	・代表降圧確認作業、作業完了	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
冷却水供給	2人						・冷却水供給ポンプ（6号機）の運転再開	[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																
・可動冷却水ポンプ（6号機）による冷却水供給							[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																	
代表原子炉降圧確認（監視）	2人 A, B		2人 a, b		8人 （その他5人）			[Gantt chart showing timeline from 0 to 38 hours]																

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	当直班班長	1人	中央監視 運転操作指図		
	補佐	当直副班長	1人	運転操作指図指図		
	指揮者等	当直班班員 (指揮者等)	4人	運転中の指図 発電所内外連絡		
	当直班班員 (中央監視室)	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	-	-	●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 ●主蒸気高圧弁閉止及び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 隔離時合点前）	【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	原子炉水位を原子炉水位（レベル2）から原子炉水位（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 に実施する
	【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	
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 に実施する
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 に実施する
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（中央監視室）	35分	外部電源がない場合 に実施する
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分	
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 ●非常用母線の受電操作	8分	外部電源がない場合 に実施する
	-	-	-		5分	
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
常設代替管注水 系ポンプを用いた 常設代替管注水系 （常設）の起動操 作	【1人】 A	-	-	●常設代替管注水系ポンプを用いた常設代替管注水系（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	
可搬型代替管注中 継ポンプを用いた 常設代替管注水系 （可搬型）の起動 準備操作	-	-	3人 （可搬型）	●可搬型代替管注水中継ポンプの移動、ポンプ接続等の操作	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）				経過時間（時間）										備考	
操作項目	実施場所・必要員数 【】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容	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	
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	約13時間 格納容器圧力0.279MPa [gage]到達										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）の動作確認操作	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 15分										解熱上考慮したい 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卻系の稼働までを実施する 解熱上考慮したい 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 調整操作	-	-	5人 （～）	●可搬型代替注水中間ポンプの移動、ホース搬送等の操作	170分										解熱上考慮しない
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）

島根原子力発電所 2号炉

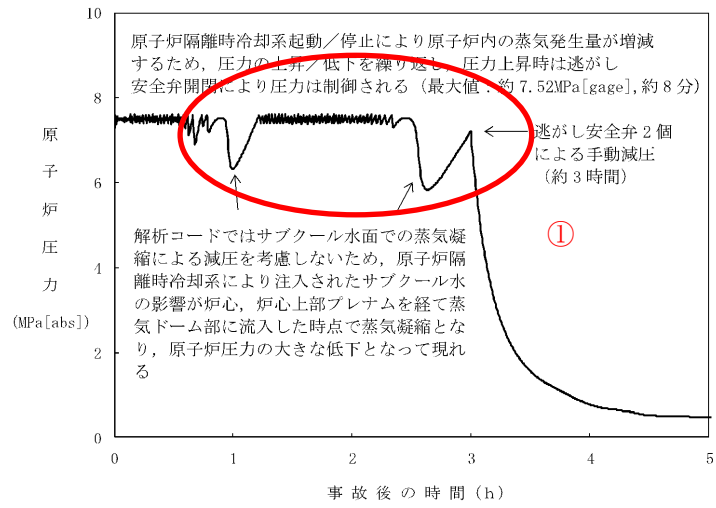
備考

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)		経過時間 (時間)														経過時間 (日)							備考											
操作項目	実施場所・必要人員数				操作の内容	10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		17	18	19	20	24	28	31	5	6	7	
	状況判断	1人 A	—	—		—	・ 外部電源喪失確認 ・ 給水流量の全喪失確認 ・ 原子炉スクラム機能、タービントリップ機能 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動失敗確認 ・ 再稼働トリップ機能 ・ 主制御器安全閉鎖/透かし安全弁 (透かし弁機能) による原子炉圧力制御機能 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動機能 ・ 早期の電源回復不能確認	10分																															0時間
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で維持																																	
交流電源回復操作	—	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機等 機能回復 ・ 外部電源 回復																																解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する		
高圧代替交流電源稼働 起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 高圧代替交流電源稼働起動、受電操作	10分																																	
D系非常用高圧自給受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備 (中央制御室)	25分																																	
	—	2人 B,C	—	—	・ 燃料槽防護具準備	10分																																	
D系非常用高圧自給受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備 (視検)	30分																																	
	—	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備 (中央制御室)	5分																																	
C系非常用高圧自給受電準備	(1人) A	—	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備 (中央制御室)	20分																																	
	—	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備 (視検)	25分																																	
C系非常用高圧自給受電準備	(1人) A	—	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備 (中央制御室)	5分																																	
	—	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備 (視検)	5分																																	
取水機能喪失の確認	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉補給排水系起動操作 (失敗)	10分																																	
原子炉補給排水系回復操作	—	—	—	—	・ 原子炉補給排水系 機能回復																																解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する		
原子炉補給代替冷却系準備 操作	—	—	—	14人 A~D	・ 燃料槽防護具準備	10分																																	
	—	—	—	—	・ 蓄積貯蔵タンク及びボース駆動、系統水張り、起動	1時間20分																																	
	—	—	—	3人 A,B,C	・ 燃料槽防護具準備	10分																																	
	—	—	—	—	・ 電源ケーブル接続	1時間40分																																	
	—	—	—	—	・ 燃料槽防護具準備	10分																																	
原子炉補給代替冷却系運転	—	—	—	(4人) B,C,D,E	・ 原子炉補給代替冷却系 系統構成	1時間40分																																	
	—	—	—	(2人) A,b	・ 原子炉補給代替冷却系 運転状態監視	運転開始																																	
原子炉急凍圧操作	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉補給代替冷却系 冷却水流量調整	10分																																	
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転	(1人) A	—	—	—	・ 透かし安全弁 (自動減圧機能付) 6 個 手動開放操作	10分																																	
	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) 注水操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																																	
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	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 起動操作	10分																																	
	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) サブプレッション・プール冷却弁操作	残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) 運転を継続																																	
燃料補給準備	—	—	—	—	・ 燃料槽防護具準備	10分																																	
	—	—	—	2人 D,E	・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリーへの補給	2時間30分																															タンクローリー積量に応じて運転後非常 用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から 補給		
燃料補給作業	—	—	—	—	・ 大型送水ポンプ室への補給	運転開始																																	
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認	5分																																解析上考慮せず	
燃料プール冷却系 準備操作	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉補給代替冷却系 冷却水流量調整	10分																															燃料プール冷却系熱交換器への冷却水通水 操作		
	—	(2人) D,E	—	—	・ 原子炉補給代替冷却系 系統構成	30分																																	
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動	10分																															燃料プール冷却系ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する。		
必要人員数: 合計	1人 A	4人 B,C,D,E	—	19人 A~E																																			

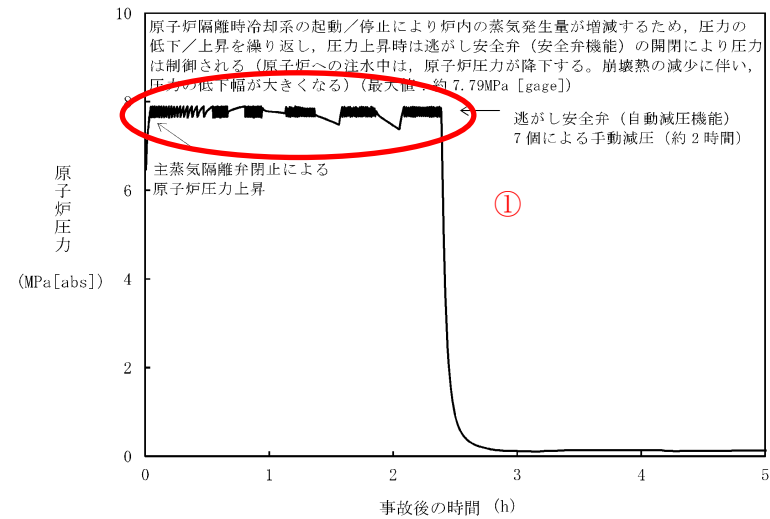
0 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

第 2.4.1.1-3 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

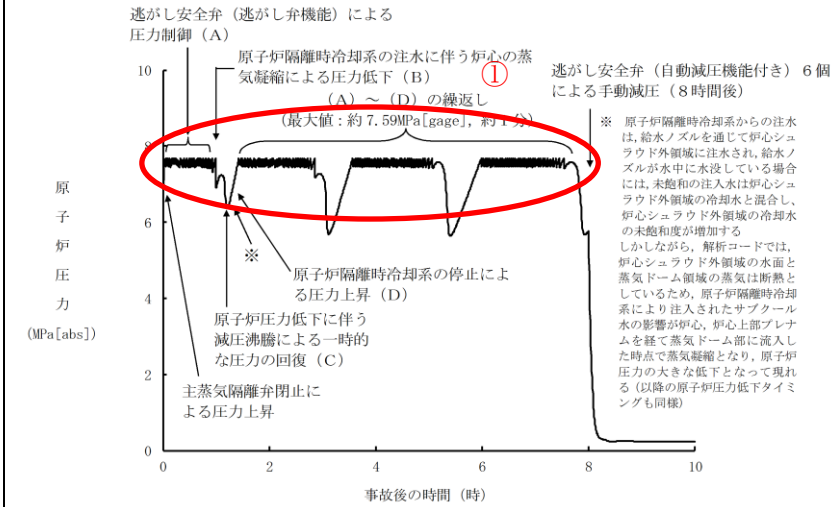
・ 解析結果の相違に基づく差異。
 ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 ・ 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 ・ 体制の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。



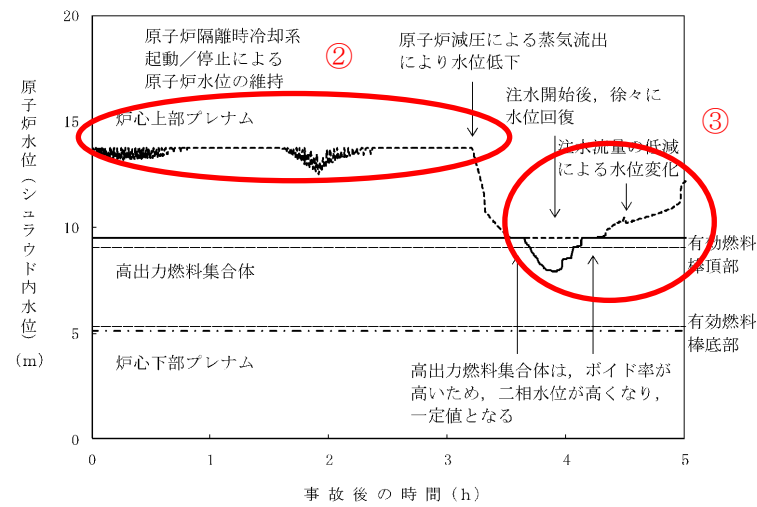
第 2.4.1.7 図 原子炉圧力の推移



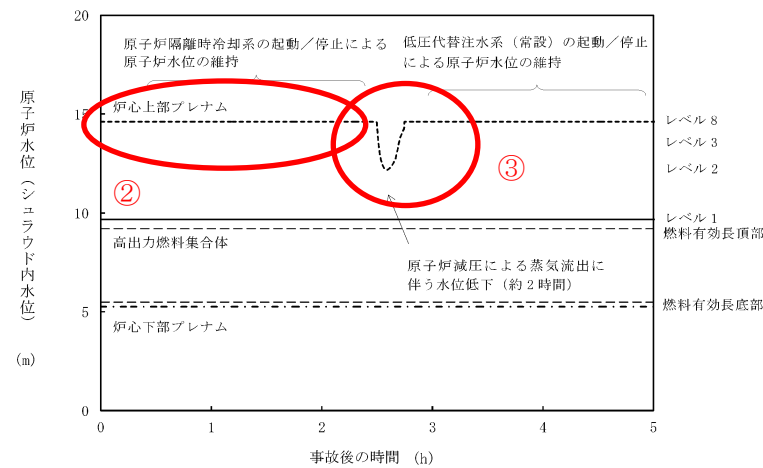
第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移



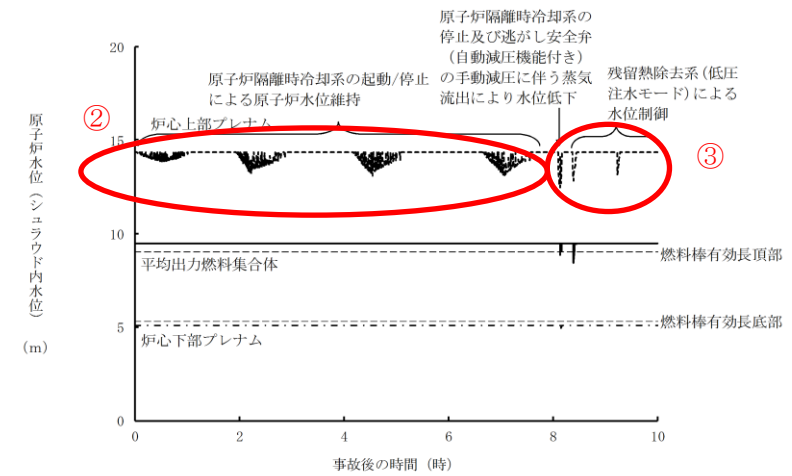
第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



第 2.4.1.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



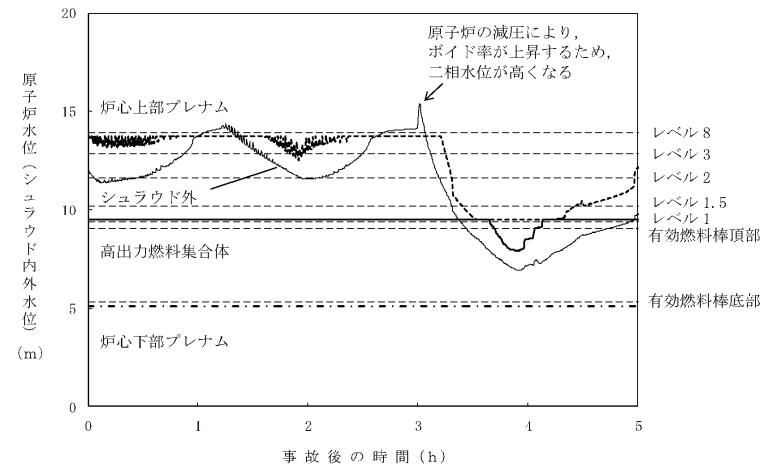
第 2.4.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



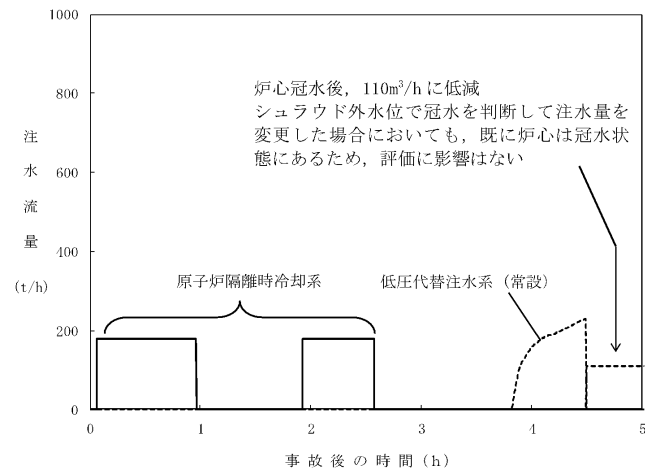
第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

・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。

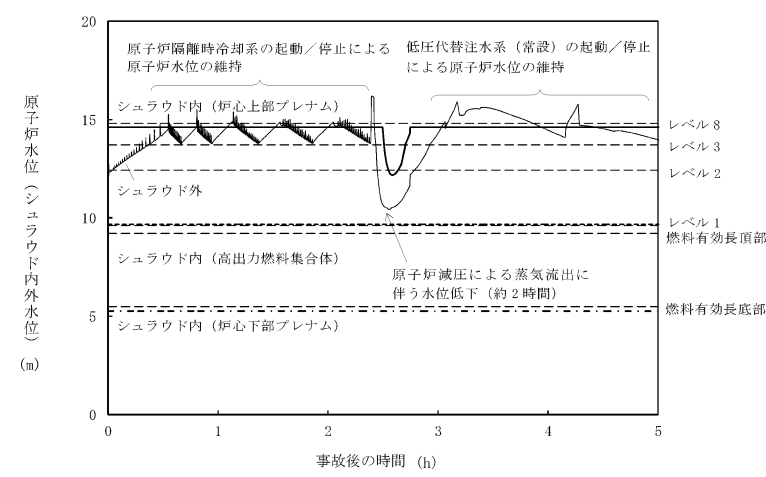
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③原子炉注水特性 (流量及び吐出圧) の相違及び減圧弁数の違いによる原子炉水位低下及び回復速度の相違。



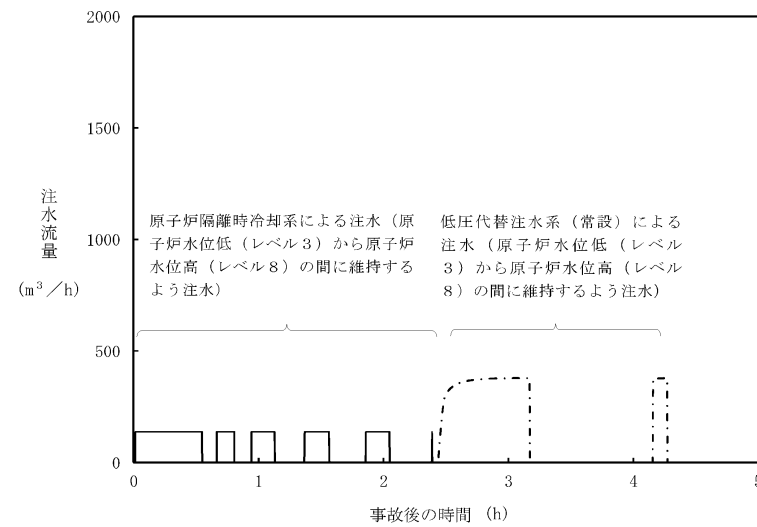
第 2.4.1.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



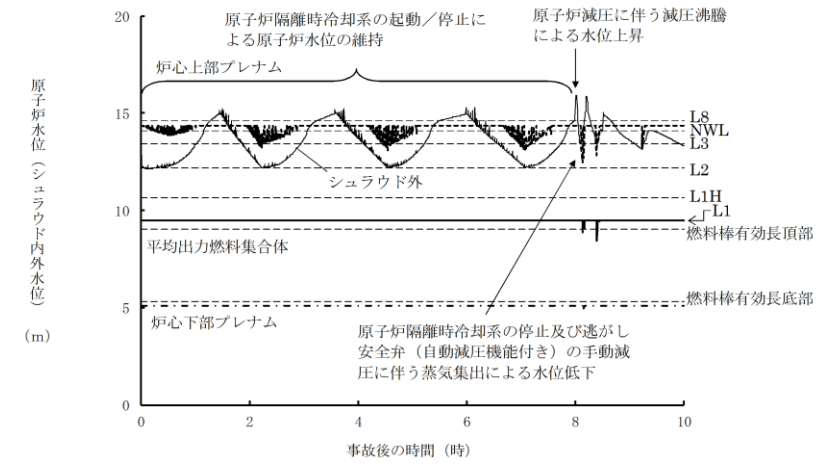
第 2.4.1.10 図 注水流量の推移



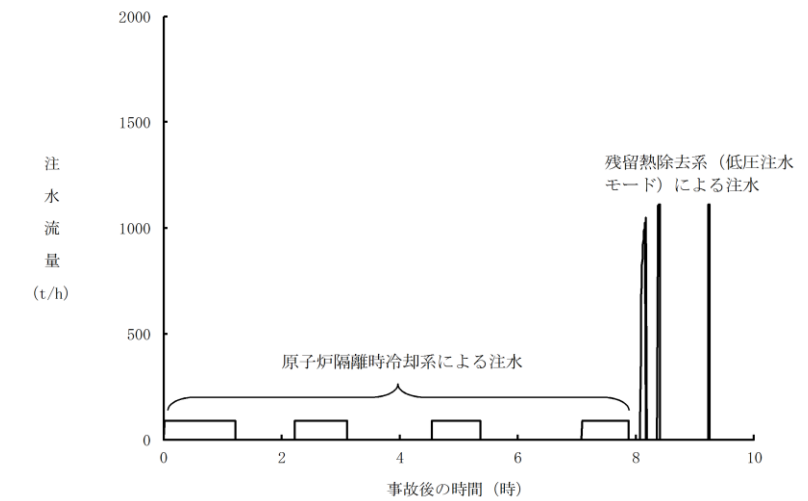
第 2.4.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.1-7 図 注水流量の推移

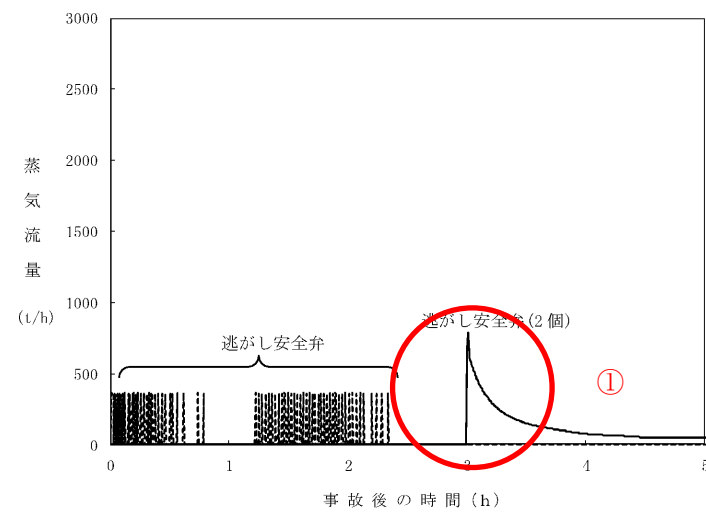


第 2.4.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

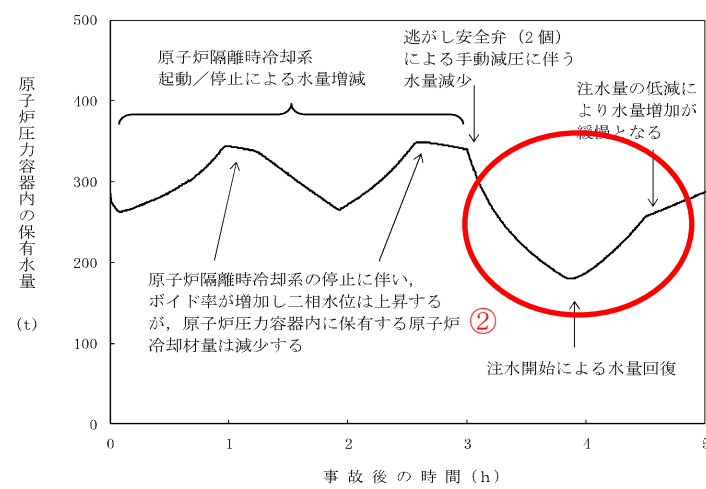


第 2.4.1.2-1(4) 図 注水流量の推移

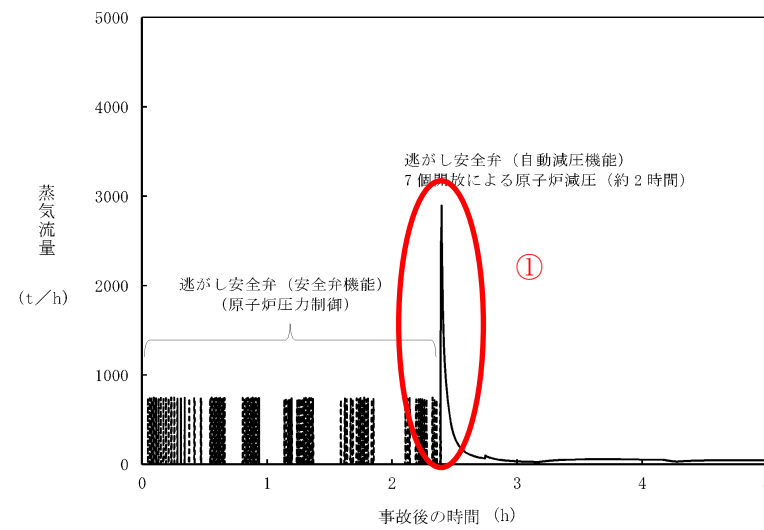
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



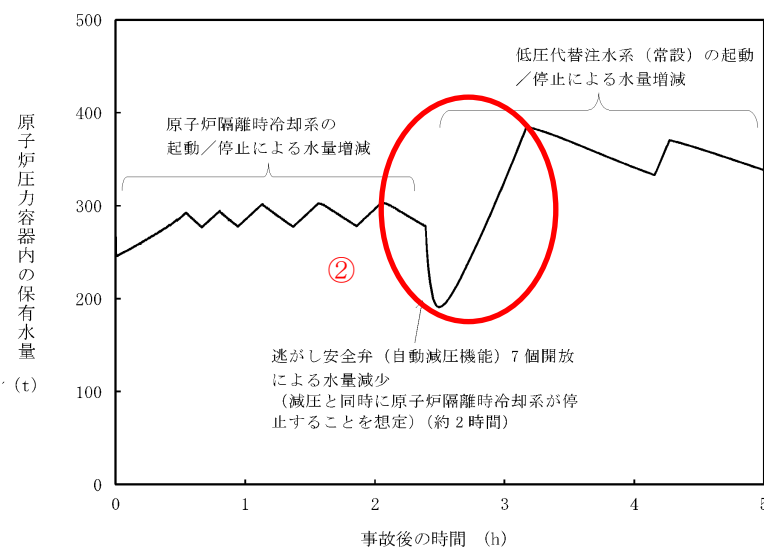
第2.4.1.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



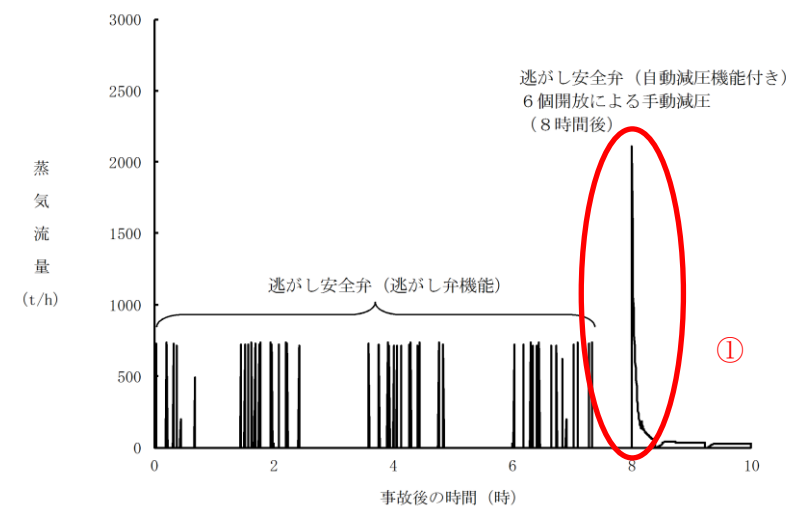
第2.4.1.12図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



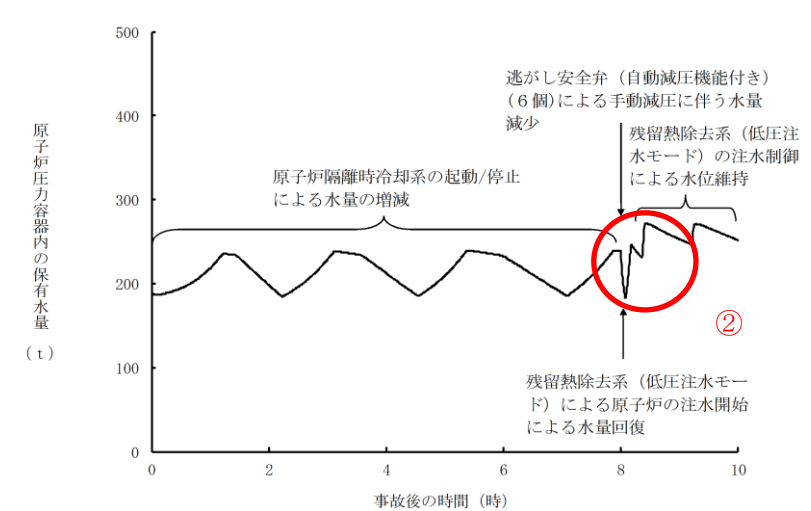
第2.4.1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



第2.4.1-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



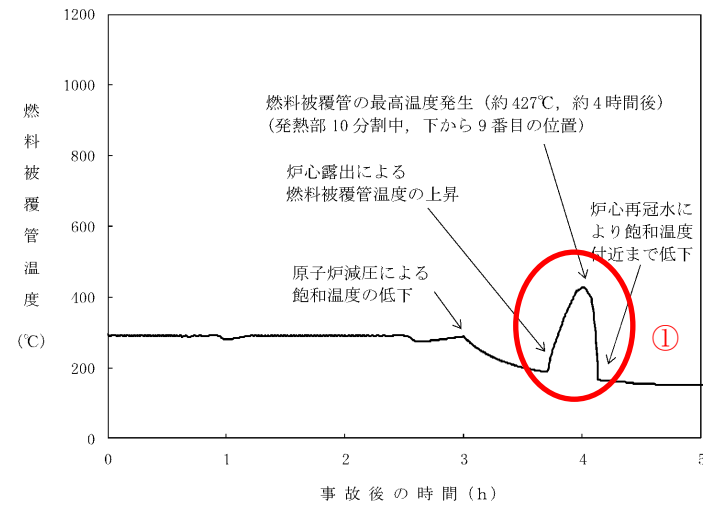
第2.4.1.2-1(5)図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



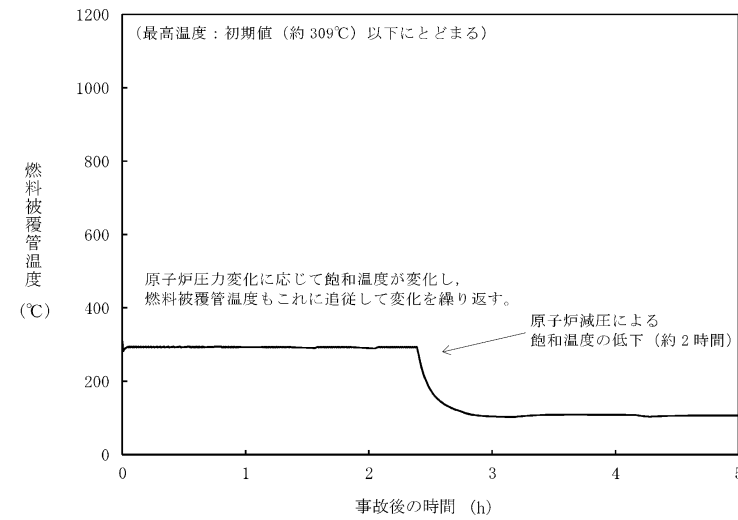
第2.4.1.2-1(6)図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・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。

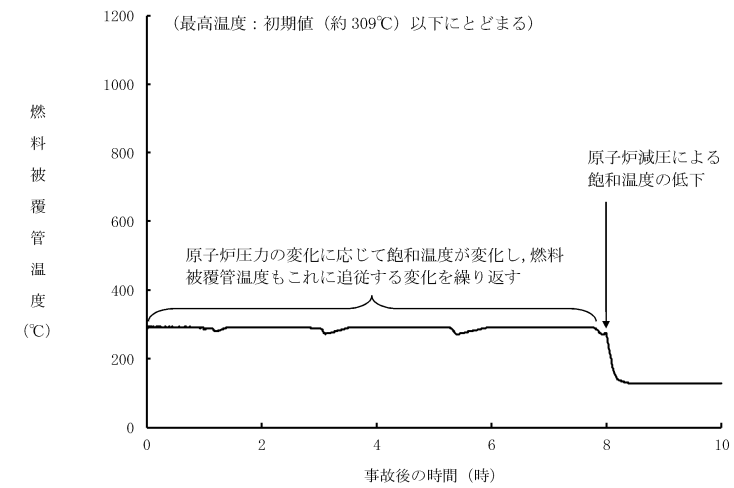
【柏崎6/7, 東海第二】
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の違いによる保有水量の減少量の相違。



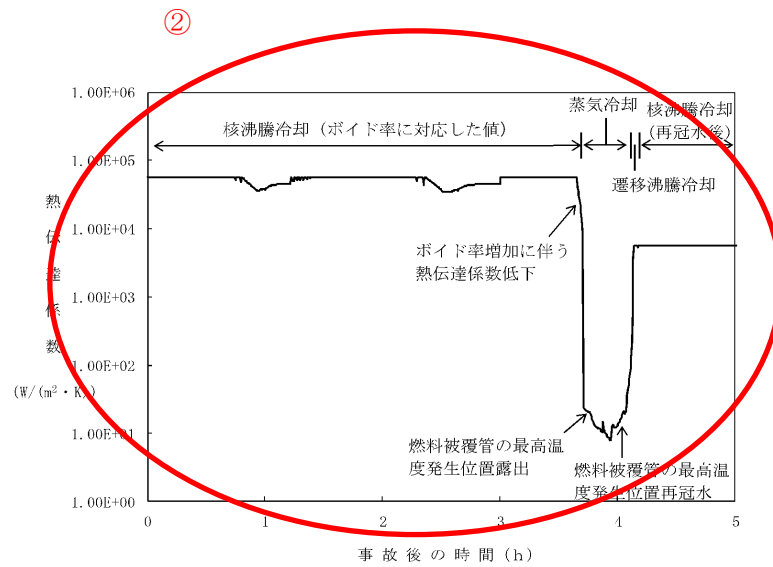
第 2. 4. 1. 13 図 燃料被覆管温度の推移



第 2. 4. 1-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2. 4. 1. 2-1 (7) 図 燃料被覆管温度の推移



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

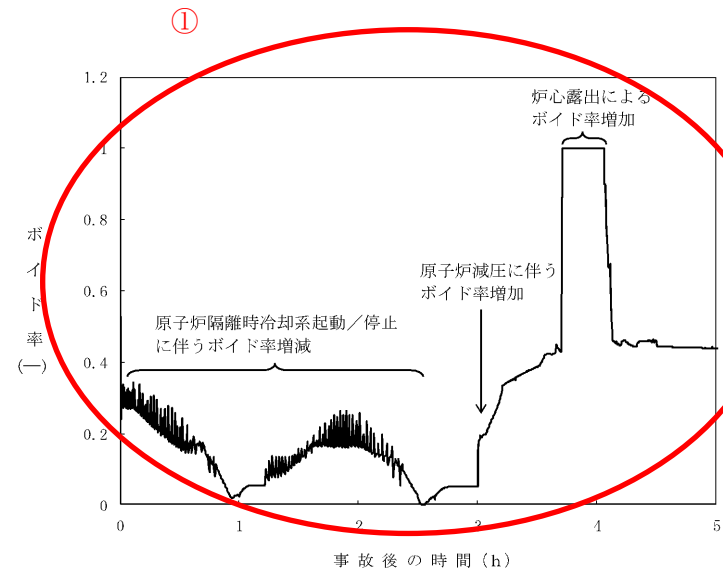
・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

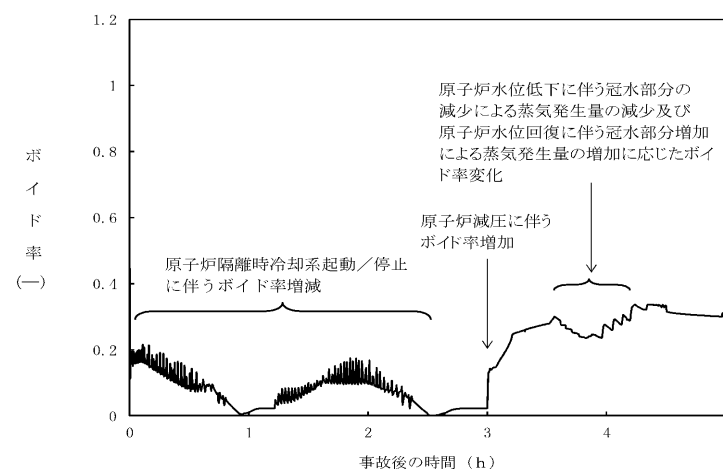
①原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる減圧沸騰時の二相水位上昇速度の相違に起因し、柏崎 6/7 では炉心部が露出するため燃料被覆管温度が上昇する。

【柏崎 6/7】

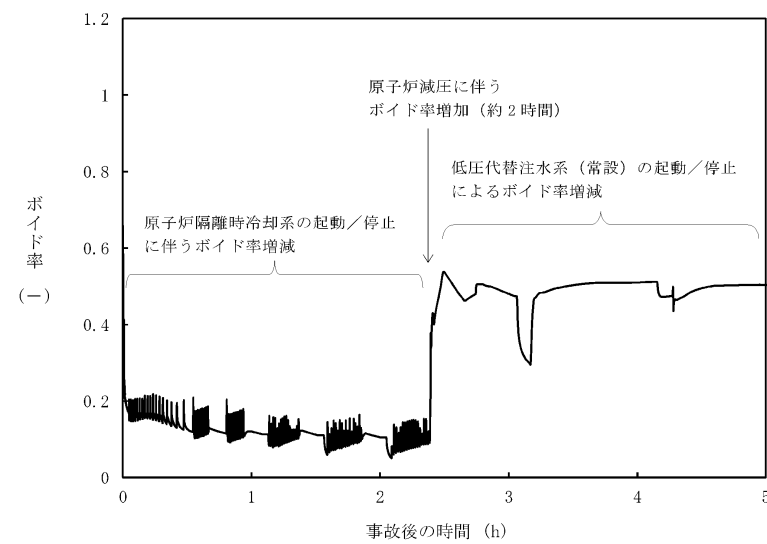
②島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



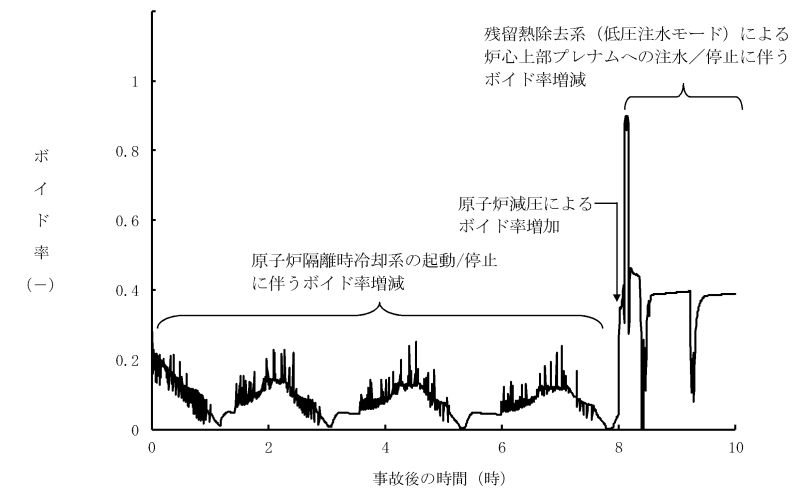
第 2.4.1.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.1.16 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

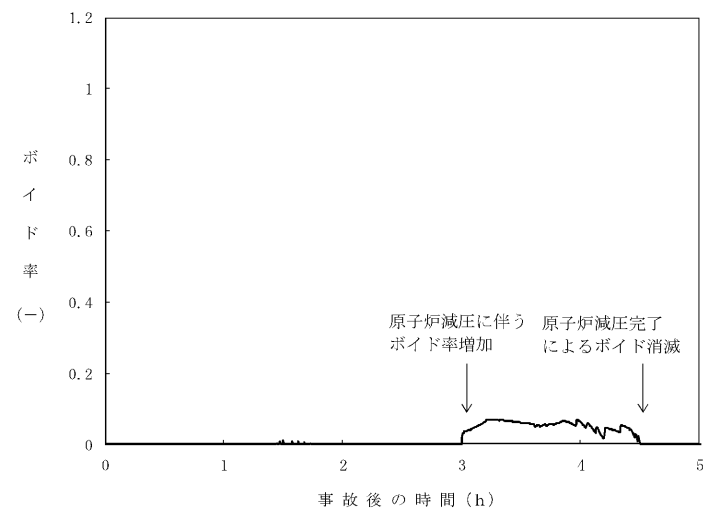


第 2.4.1-11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

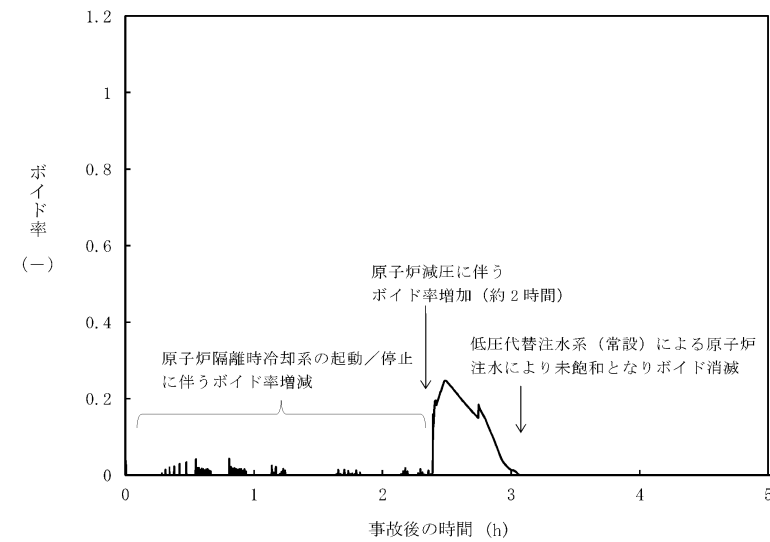


第 2.4.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

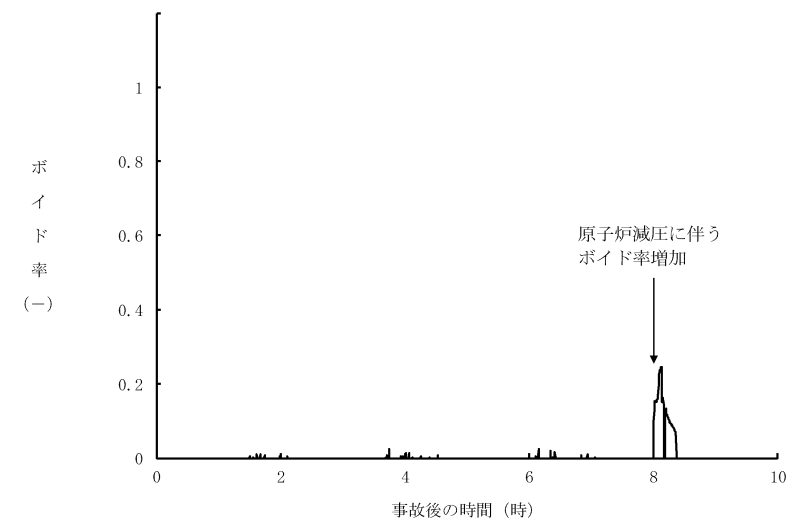
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①島根 2 号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



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

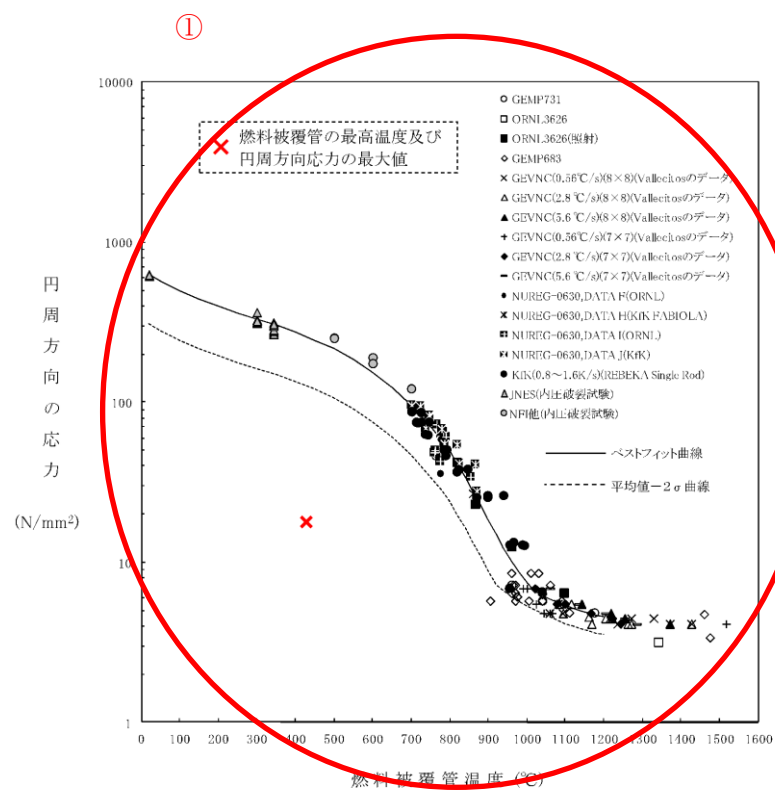


第 2.4.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナムのボイド率の推移

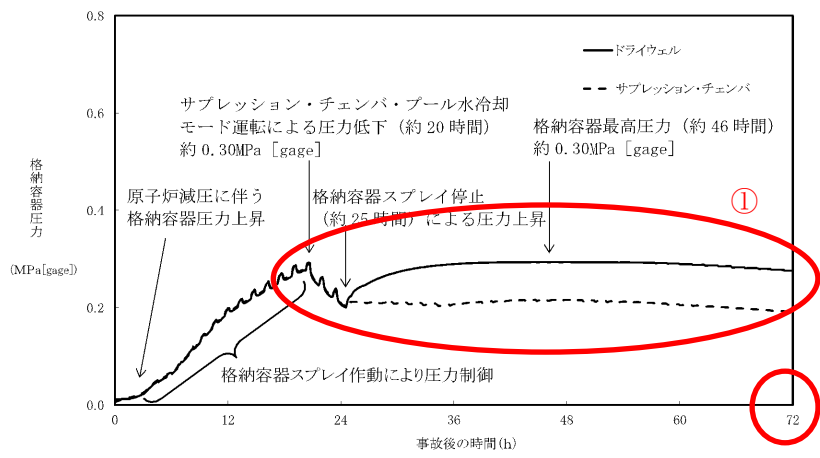
・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

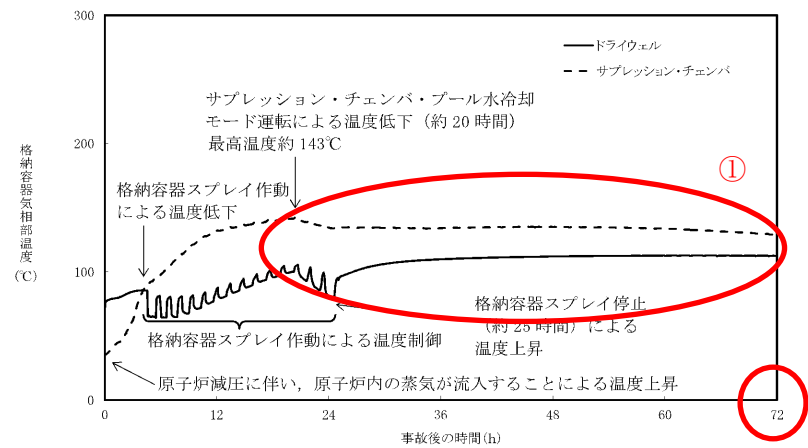
①島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



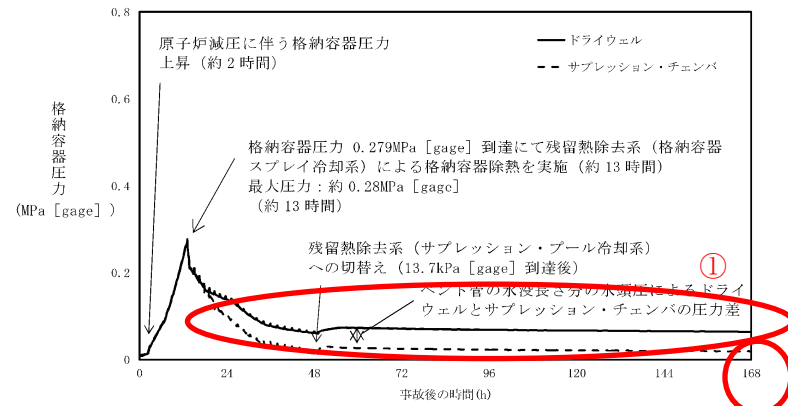
第 2.4.1.18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



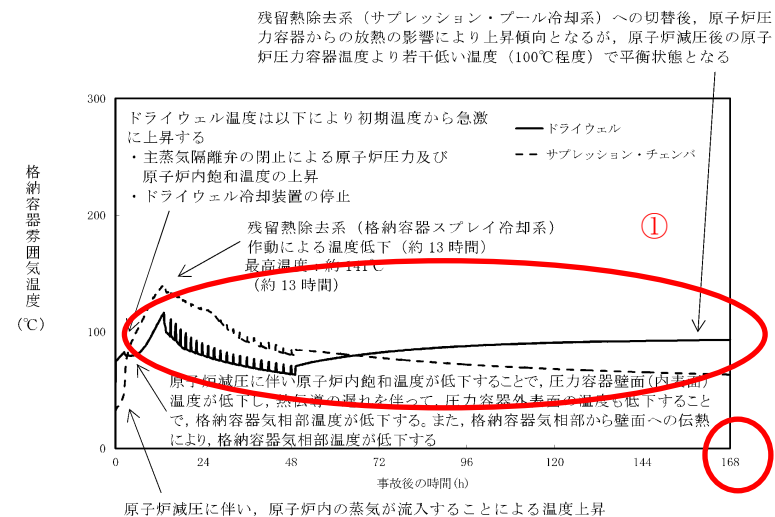
第 2. 4. 1. 19 図 格納容器圧力の推移



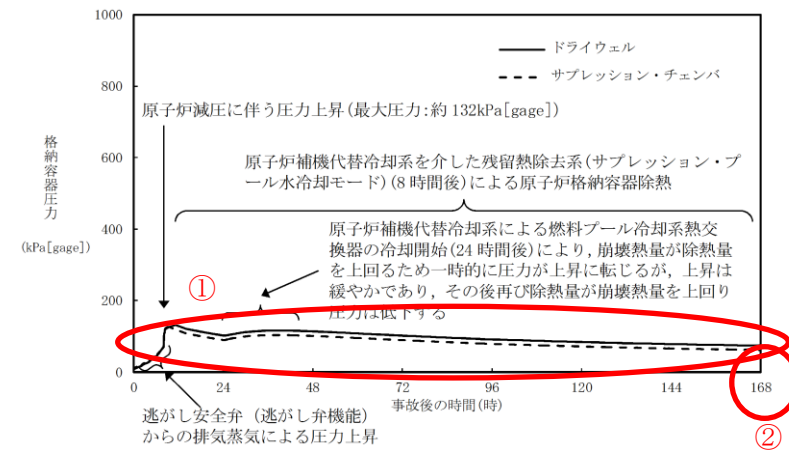
第 2. 4. 1. 20 図 格納容器気相部温度の推移



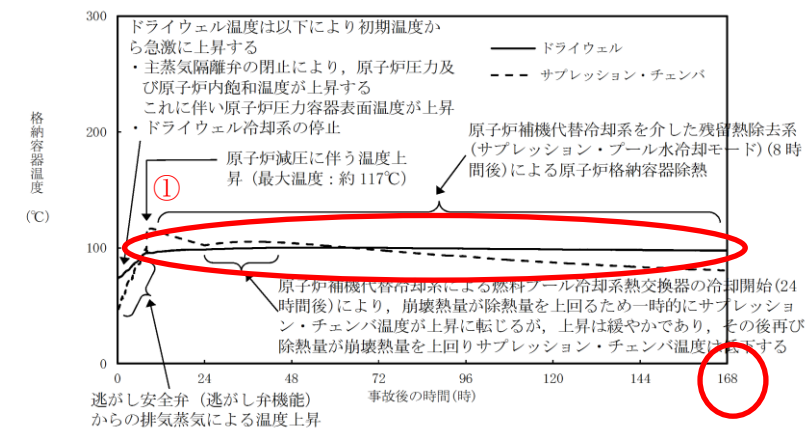
第 2. 4. 1-13 図 格納容器圧力の推移



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 格納容器スプレー作動 原子炉圧力容器からの蒸気の流入及び格納容器スプレーによる水位上昇</p> <p>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 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>②</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 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>②</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</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>③ 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 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>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>②</p>	<p>サプレッション・プール水温度 (°C)</p> <p>残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系) 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>③</p> <p>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>②</p>	<p>サプレッション・プール水温度 (°C)</p> <p>原子炉減圧による温度上昇 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>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>③</p> <p>逃がし安全弁 (逃がし弁機能) からの排気蒸気による温度上昇</p> <p>②</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) における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	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	③ ドライウエル圧力 サブレンション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレンション・チェンバ雰囲気温度 サブレンション・プールの水温度 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*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1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	重大事故等対策設備	
		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)】*	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ 【残留熱除去ポンプ出口流量】* サブレンション・プールの水温度 (SA)

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

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (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	44.0kW/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 33GWd/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)	空間部：5.960m ³ 液相部：3.580m ³	④ ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	3.43kPa	真空破壊装置の設定値
真空破壊装置	(ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	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・プール水位	7.05m (通常運転水位)	⑥ 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℃	⑦ 通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	⑧ 通常運転時の格納容器温度として設定
格納容器温度	57℃	⑨ 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 (セパレーター下端から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	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を設定
初期条件	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (ドライウエル)	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)
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)		

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) (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+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)	① 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, 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	② 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 33GWd/t	③ 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	④ 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)
格納容器容積 (ドライウエル)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	⑤ 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)
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	⑥ 真空破壊装置の設定値
真空破壊装置	3.61m (通常運転水位)	⑦ 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℃	⑧ 通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限值として設定
サブプレッション・プール水温		

・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。

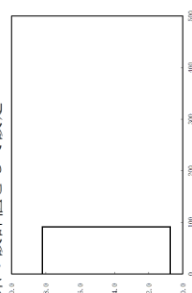
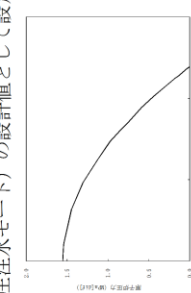
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/5)

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)

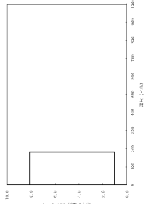
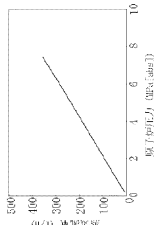
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値
	サブレーション・プール水位	③ 通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定
	サブレーション・プール水温度	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
事故条件	格納容器雰囲気温度	④ 通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度) として設定
	外部水源の水温	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	取水機能の喪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)

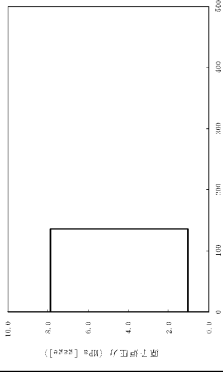
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる
	原子炉スクラム信号	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
重大事故等対策に関連する機器条件	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 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [gage] において) にて注水	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定</p>
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大 1, 193m ³ /h) にて注水	 <p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p>

・解析条件の相違

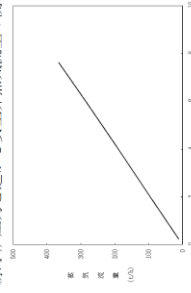
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/5)

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 
逃がし弁機能	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	逃がし弁機能の遅れを考慮して設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を閉鎖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)

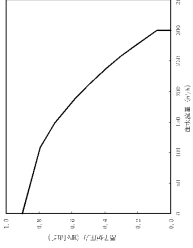
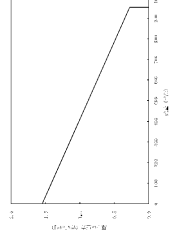
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) (信号にて自動起動) 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 

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 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の 6 個を閉鎖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 (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 30℃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
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり事象発生後 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) とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定

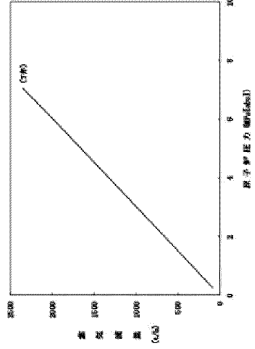
・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

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 (サブプレッジョン・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 (サブプレッジョン・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
残留熱除去系 (低圧注水モード)	サブプレッジョン・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 [gauge] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gauge] × 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
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 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	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

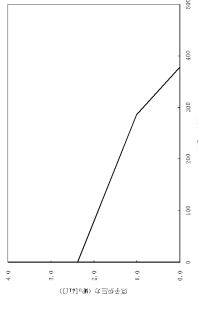
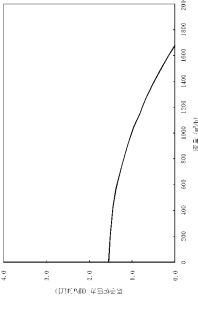
・解析条件の相違

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 (gauge) 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 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 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>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)</p> <table border="1" data-bbox="1012 285 1317 1776"> <thead> <tr> <th data-bbox="1012 1394 1071 1776">項 目</th> <th data-bbox="1012 896 1071 1394">主要解析条件</th> <th data-bbox="1012 285 1071 896">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1071 1394 1202 1776">重大事故等対策に 関連する操作条件</td> <td data-bbox="1071 896 1202 1394">サブプレッション・プールの水温度 65℃到達時</td> <td data-bbox="1071 285 1202 896">サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1202 1394 1317 1776">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</td> <td data-bbox="1202 896 1317 1394">格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時</td> <td data-bbox="1202 285 1317 896">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ものとして設定</td> </tr> </tbody> </table>			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	サブプレッション・プールの水温度 65℃到達時	サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定	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	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	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ものとして設定	<p>・解析条件の相違</p>
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	サブプレッション・プールの水温度 65℃到達時	サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定										
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	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	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ものとして設定										

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 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（<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>，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（<u>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</u>）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わず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 1-1-1 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(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュ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プ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、水位低下発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ない。水位低下発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、シュ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。	シュ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-ABRR 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に評価する。関連する運転操作として急減速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。

原子炉圧力容器

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-ABRR の実験解析において、成分を扱っていない。実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルは現実的に評価されることから不確かさを考慮する必要はない。なお、解析コードでは、シュ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。	運転操作はシュワウド外水位(原子炉水位)に基づいており、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燃料有効長頂部を下回ることはなく、炉心沸騰後の再注水過程で破れる解析結果に重畳する水位変化を考慮する必要がある。炉心沸騰後の再注水過程で破れる解析結果に重畳する水位変化を考慮する必要がある。炉心沸騰後の再注水過程で破れる解析結果に重畳する水位変化を考慮する必要がある。
原子炉圧力容器	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(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュ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プ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(シュワウド外水位)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(シュワウド外水位)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。

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 1-1-1 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(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュ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プ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。	原子炉減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(シュワウド外)低下発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ない。水位低下発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、シュ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。	シュ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、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、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℃)を上回ることはいくつか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-ABRR 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。

原子炉圧力容器

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)) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	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			
サブプレッショ ン・チェンバ ール水位	35℃	約30℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバール水位の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が速くなり、格納容器スプレイの開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなるため、格納容器の蒸気量は大きくなり格納容器内部熱が必要となるまでに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.2kPa [range]	約3kPa [range]～ 約7kPa [range] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、ゆらぎによる格納容器圧力が初期約14kPa (約20時間後約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故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。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、ゆらぎによる格納容器圧力が初期約14kPa (約20時間後約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故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。
格納容器温度	57℃	約43℃～約62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間にはほとんど影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間にはほとんど影響はない。
真空破壊装置		3.43MPa (ドラライウェル・サブプレッジョン・チェンバール間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
外部水源の温度		約35℃～約50℃ (実測値)	復水送送ポンプ吐出速度を参考として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件より復水送送ポンプ吐出速度が速くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より復水送送ポンプ吐出速度が速くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
外部水源の容 量		21.40m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考として設定	最確条件とした場合は、解析条件より復水送送ポンプ吐出速度が速くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より復水送送ポンプ吐出速度が速くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
燃料の容量		約2.10kL	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用量を参考として設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕は大きくなるため、燃料消費速度は遅くなるが、燃料消費速度は運転員等操作時間にはほとんど影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕は大きくなるため、燃料消費速度は遅くなるが、燃料消費速度は運転員等操作時間にはほとんど影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

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			
原子炉停止後の 崩壊熱		ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約31.0krd/4 (実測値)	1.サイクルの運転期間(3ヶ月)に 調査運転期間(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	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心融出後の燃料残渣管温度の上昇は緩和され、それに伴う炉心冷却材の放出も少なくなる。また、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は遅くなる。したがって、事故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。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心融出後の燃料残渣管温度の上昇は緩和され、それに伴う炉心冷却材の放出も少なくなる。また、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は遅くなる。したがって、事故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。
格納容器 空相気温度		57℃	通常運転時の格納容器空相気温度 (ドラライウェル内ガス冷却表面の 設計温度)として設定	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器空相気温度が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器空相気温度が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器体積 (ドラライウェル)		5.700m ³	設計値	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器体積 (サブプレッジョン・ チェンバール)		空相部： 約4.058 m ³ ～ 約4.092m ³ 液相部： 約3.308m ³ ～ 約3.342m ³ (実測値)	設計値(通常運転時のサブプレッジョン・チェンバールの体積に基づき設定)	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
サブプレッジョン・ プール水位		6.983m (通常運転範囲の下限値)	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	最確条件とした場合は、解析条件よりプール水位が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりプール水位が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器体積(ド ライウェル)	7.900 ³	7.900 ³ (設計値)	ドライウェル内体積の設計値 (内体積及び構造物の体積 を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
格納容器体積(サ ブプレッジョン・ チェンバール)		空相部：4.700m ³ 液相部：3.800m ³ (設計値)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバールの体積に基づき設定	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
真空破壊装置		3.43MPa (ドラライウェル・サブプレッジョン・チェンバール間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
サブプレッショ ン・プール水位		3.01m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりプール水位が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりプール水位が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
初期 条件		35℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の上限値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
格納容器圧力		5 MPa [range]	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器圧力が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器圧力が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器温度		約43℃～約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器温度が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器温度が低くなるため、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
燃料の容量		1.186m ³ 以上 (合計貯蔵量)	通常運転時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用量を参考として設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕は大きくなるため、燃料消費速度は遅くなるが、燃料消費速度は運転員等操作時間にはほとんど影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕は大きくなるため、燃料消費速度は遅くなるが、燃料消費速度は運転員等操作時間にはほとんど影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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、事故進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。
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	解析条件は最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。
	(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	解析条件は最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。
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存する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、事故進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水甲巻時) (2台) ・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)、原子炉水位の回復は早くなるが、注水後の機流量調整操作可能な注水量に制約するが、運転員等操作時間には与える影響はない。	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 (即注注水系)	1.692m ³ /h(0.14MPa[dif]において)(最大1.676m ³ /h)(1系 該当ナリ)	1.692m ³ /h(0.14MPa[dif]において)(最大1.676m ³ /h)(1系 該当ナリ)	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が、注水後の機流量調整操作可能な注水量に制約するが、運転員等操作時間には与える影響はない。	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(後納容器スプレイ冷却系) 残留熱除去系(予プレッジョン・プールの付帯系)	・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(サブプレッジョン・プール水温100℃、海水温度32℃において)	・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(サブプレッジョン・プール水温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、残留の海水温度を設定	実際の注水量が解析より多い場合、解析条件と最確条件と同等であることから、事後進展に影響はない。	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。
緊急用海水系	約24MW(サブプレッジョン・プール水温100℃、海水温度32℃において)	約24MW(サブプレッジョン・プール水温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、事後進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事後進展に影響はない。
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)) (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	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
低圧代替注水系(常設) 事故発生後からの受電後 運転開始後	常設代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	常設代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	常設代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	常設代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	常設代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	常設代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	常設代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後
逃がし安全注水系(常設) 事故発生後からの受電後 運転開始後	低圧代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	低圧代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	低圧代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	低圧代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	低圧代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	低圧代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後	低圧代替注水系(常設) 設備からの受電後 運転開始後

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 (2/2)

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
緊急用海水系を用いた蒸留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.2790MPa (gage) 到達時	余裕時間を確保する観点で代替格納容器スプレイの実験結果等がある格納容器圧力 0.2790MPa (gage) に到達した場合には、格納容器圧力 0.2790MPa (gage) 到達時	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

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)) (2/2)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	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
大型送水ポンプ車への燃料供給	大型送水ポンプ車への燃料供給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	大型送水ポンプ車への燃料供給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	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
逃がし安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モーター)による注水開始	事故発生後から8時間経過後、安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モーター)による注水開始	事故発生後から8時間経過後、安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モーター)による注水開始	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

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	運転員等(運転員)の正確な操作時間	操作の不確かさ要因	運転員等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
運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間
崩壊熱除去機能の喪失	崩壊熱除去機能の喪失	崩壊熱除去機能の喪失	崩壊熱除去機能の喪失	崩壊熱除去機能の喪失	崩壊熱除去機能の喪失	崩壊熱除去機能の喪失
運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間	運転員等(運転員)の正確な操作時間

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

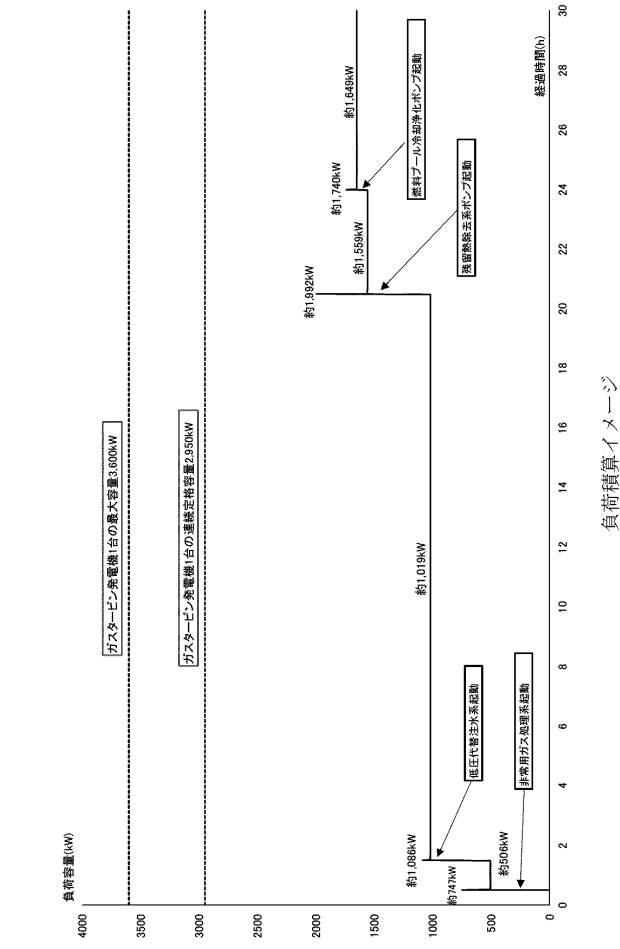
東海第二発電所 (2018.9.12版)

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)



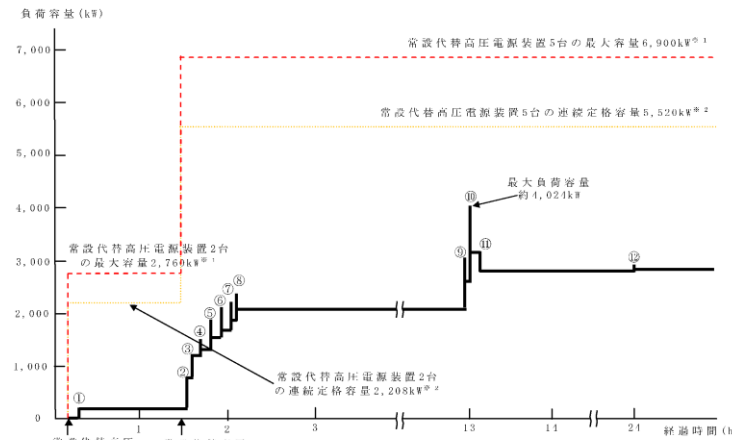
6号炉	
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約 37kW
その他必要な設備	約 103kW
その他不要な設備	約 366kW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

※非常用ガス処理系湿分除去装置、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	緊急用自動起動設備 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120	約 245	約 217
②	非常用母線2C自動起動設備 ・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 97	約 799	約 786
③	非常用母線2D自動起動設備 ・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 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 ・その他不要な負荷**	約 55	約 1,495	約 1,307
⑤	中央制御室換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷 その他不要な負荷**	約 45	約 1,881	約 1,543
⑥	非常用排気ファン その他必要な負荷 その他不要な負荷**	約 8	約 183	約 8
⑦	常設代替注水系ポンプ	約 190	約 2,190	約 1,895
⑧	常設代替注水系ポンプ	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 その他不要な負荷**	約 510	約 3,067	約 2,599
⑩	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷 その他不要な負荷**	約 584	約 4,024	約 3,186
⑪	停止負荷	約 -380	-	約 2,806
⑫	常設代替注水系ポンプ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の起動時の容量 (1,380kW) > 運転台数 = 最大容量
 ※2 常設代替高圧電源装置の起動時の容量 (1,380kW) > 運転台数 = 連続定格容量
 ※3 非常用母線2C/D自動起動設備の容量 (1,206kW) > 運転台数 = 連続定格容量
 ※4 有効性評価で考慮していないが電源供給される不要な負荷

添付資料 2.4.1.6

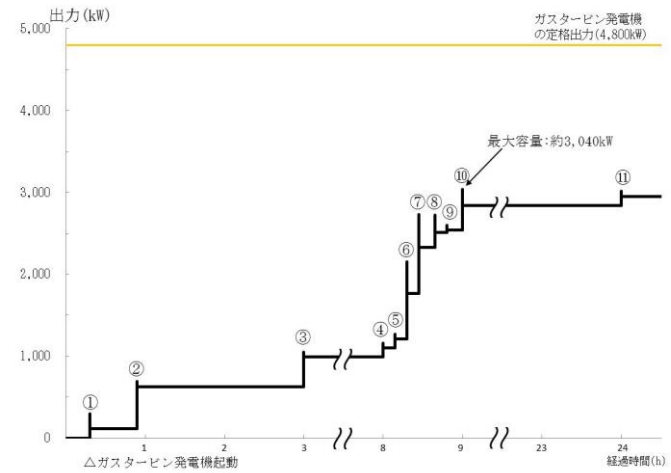
常設代替交流電源設備の負荷

(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, モニタリング・ポスト他 (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



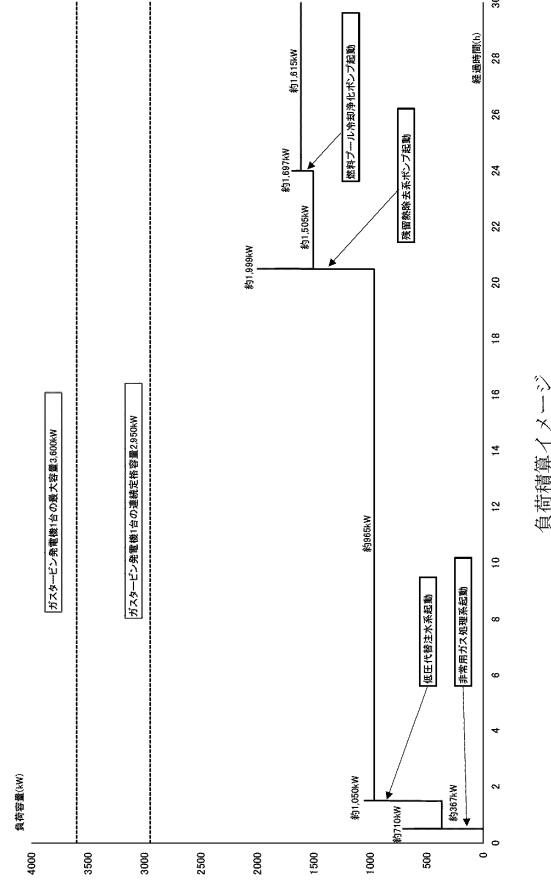
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

・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 (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。