

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 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 <u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</u></p> <p>2.3.1.1 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「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</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）（蓄電池枯渇後RCIC 停止）</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）</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う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、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への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、所内蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生24 時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による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、原子炉減圧後に残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）により</p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）</p> <p>2.3.1.1 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「<u>全交流動力電源喪失（長期T B）</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+HPCS 失敗（蓄電池枯渇後RCIC 停止）</u>」及び②「<u>サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG 失敗+HPCS 失敗（蓄電池枯渇後RCIC 停止）</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（長期T B）</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う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、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への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対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>所内常設直流電源設備</u>から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生約8 時間後まで、その後、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による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（可搬型）</u>による原子炉注水によって事象発生約24 時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備</p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 <u>全交流動力電源喪失（長期T B）</u></p> <p>2.3.1.1 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「<u>全交流動力電源喪失（長期T B）</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（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）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（長期T B）</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う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、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への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対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>所内常設蓄電式直流電源設備</u>から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生8 時間後まで炉心を冷却し、その後、<u>逃がし安全弁の手動開操作</u>により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、<u>常設代替交流電源設備</u>による給電後に<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</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</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</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>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</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</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）</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による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</u></p>	<p>による給電後に<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）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（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）</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</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（長期TB）</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>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>を開維持することで、<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>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）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（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）</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（長期TB）</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>逃がし安全弁（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>発生8時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 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。</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>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系により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>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>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、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。</u>これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1 図から第2.3.1.4 図に、手順の概要を第2.3.1.5 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2.3.1.1 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。</u>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。</p> <p>また、<u>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。</u>必要な要員と作業項目について第2.3.1.6図に示す。</p>	<p>また、<u>格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として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並びに残留熱除去系（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手段を整備する。</u>これらの対策の概略系統図を第2.3.1-1 図に、手順の概要を第2.3.1-2 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2.3.1-1 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。</u>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重大事故等対応要員は13名である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、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</u></p>	<p>また、<u>原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として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並びに残留熱除去系（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手段を整備する。</u>これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1-1(1)図から第2.3.1.1-1(3)図に、手順の概要を第2.3.1.1-2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2.3.1.1-1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名である。</u>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。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.3.1.1-3図に示す。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、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。</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>・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</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 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 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</p>	<p><u>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2名である。必要な要員と作業項目について第2. 3. 1-3 図</u>に示す。</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 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、<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>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下 (レベル 2) </u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 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 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</p>	<p>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>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 東海第二では、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号炉は、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 (IR</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>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>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 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、<u>常設代替交流電源設備</u>、<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. 直流電源切替え 原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8時間経過するまでに<u>所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池Aから蓄電池A-2に切り替え）</u>を実施する。事象発生から、19時間経過するまでに<u>所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池に切り替え）</u>を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。なお、<u>所内蓄電式直流電源設備の切替え操作を実施する際には、時間的裕度を確保するため、原子炉水位高（レベル8）近傍まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉隔離時冷却系を停止し、切替え操作を実施する。</u></p>	<p>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>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル3</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 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. 直流電源負荷切離し 原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、<u>事象発生から1時間経過するまでに中央制御室内にて及び事象発生から8時間後に現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離し</u>を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。</p>	<p>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>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル2</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 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及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源負荷切離し及び切替え 原子炉隔離時冷却系等で使用している直流電源の枯渇を防止するため、<u>事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））</u>を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。<u>所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））</u>を実施する前に、<u>計装設備の直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）</u>を実施する。また、<u>逃がし安全弁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</u>を実施する。</p>	<p>M)、柏崎6/7、東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7、東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源切替え時、計装設備の電源及び逃がし安全弁の電源を確保するために蓄</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>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水準備  <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備として、<u>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）</u>の手動開操作を実施する。  屋外操作にて<u>可搬型代替注水中型ポンプ</u>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>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u>  <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後、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）7 個</u>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>g. <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>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、原子炉圧力が<u>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）</u>を手動開し、屋外操作にて高所</p>	<p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水準備  <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として、<u>原子炉建物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F.L.S.R注水隔離弁）</u>の手動開操作を実施する。  屋外操作にて<u>大量送水車</u>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>  <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後、<u>サブプレッション・プール水温度100℃</u>で、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）6 個</u>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、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>g. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水  <u>逃がし安全弁</u>による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると</u>原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p>	<p>電池を切り替える。  ・設備設計及び運用の相違  【柏崎 6/7】  島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違  【柏崎 6/7, 東海第二】  減圧タイミングの相違。</p> <p>・運用の相違  【東海第二】  島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サブプレッション・プール水温度を監視。</p> <p>・運用の相違  【東海第二】  島根 2号炉は、原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</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</u></p>	<p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>h. <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</u>  崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が<u>0.279MPa [gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が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）による格納容器冷却を実施する。</u></p> <p><u>原子炉建屋原子炉棟内の操作にて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）の手動開操作を実施することで格納容器冷却が開始される。</u></p> <p>なお、<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と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は同時に実施する。</u></p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。</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。</u></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器冷却</u>  崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が<u>384kPa[gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。</u></p> <p><u>原子炉建物原子炉棟内の操作にて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）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。</u></p> <p>なお、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水と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は同時に実施する。</u></p> <p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。</u></p>	<p>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> <p>・解析条件の相違  【柏崎 6/7】  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。</p> <p>・運用の相違  【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>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>る。</u></p> <p><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・プール水位である。</u></p> <p>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u></p> <p><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。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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>g. <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>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</u></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である。</u></p>	<p>i. <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</u></p> <p><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した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。</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</u></p>	<p>i. <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</u></p> <p><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（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>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>減圧タイミングの相違</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉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>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱</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を低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）に切り替えるとともに、<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（格納容器スプレイ冷却モード）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、残留熱除去系系統流量等である。</u></p> <p><u>i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u>  <u>残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）への切替え後は、低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉水位を原子炉水位低（レ</u></p>	<p><u>除去系系統流量である。</u></p> <p><u>j. 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（<u>低圧注水系</u>）運転から残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）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>残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）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（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の運転を停止し、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）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（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）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（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）による格納容器除熱に切り替える。</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（<u>低圧注水モード</u>）運転から残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）運転に切り替える。</p> <p>残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）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（<u>格納容器冷却モード</u>）の運転を停止し、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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（<u>格納容器冷却モード</u>）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）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（<u>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に切り替える。</p>	<p>・解析条件の相違  <b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b>  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>・解析結果の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  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  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水</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>ベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。</u>  <u>低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 等である。</u></p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系</u>により継続的に行う。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価  (1) 有効性評価の方法  本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、<u>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する「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) (蓄電池枯渇後RCIC 停止)」</u>である。  本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、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)、<u>ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サプレッション・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、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。  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  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2.3.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、</p>	<p>以降、炉心冷却及び<u>格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価  (1) 有効性評価の方法  本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、<u>全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する「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)」</u>である。  本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、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<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、気液界面の熱伝達、スプ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>格納容器雰囲気温度</u>等の過渡応答を求める。  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  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2.3.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、</p>	<p>以降、炉心冷却及び<u>原子炉格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価  (1) 有効性評価の方法  本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、<u>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する「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗」</u>である。  本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、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<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、スプ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。  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  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2.3.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、</p>	<p>と原子炉格納容器除熱を実施する。</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】  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>本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、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 <u>全ての</u>非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、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 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>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、<u>原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m<sup>3</sup>/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>て、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、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 <u>全ての</u>非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、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 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。 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>(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）で自動起動し、136.7m<sup>3</sup>/h（7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>いて、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、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 <u>すべての</u>非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、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 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。 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>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は<u>原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、91m<sup>3</sup>/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>備考</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】 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 【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>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(低圧注水モード)は事象発生から24時間後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/h(0.27MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(安全弁機能)にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁(自動減圧機能)(7個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。 (添付資料 2. 3. 1. 1)</p> <p>(d) 低圧代替注水系(可搬型) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大110m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m<sup>3</sup>/hにて原子炉へ注水する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型) 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 残留熱除去系(低圧注水系) 残留熱除去系(低圧注水系)は、1,605m<sup>3</sup>/h(0.14MPa[dif]において)(最大1,676m<sup>3</sup>/h)の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 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)</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(逃がし弁機能)にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁(自動減圧機能付き)(6個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧原子炉代替注水系(可搬型) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、70m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、30m<sup>3</sup>/hにて原子炉へ注水する。</p> <p>(e) 格納容器代替スプレイ系(可搬型) 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(低圧注水モード)は、1,136m<sup>3</sup>/h(0.14MPa[dif]において)(最大1,193m<sup>3</sup>/h)の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 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)</p>	<p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし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、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 【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】 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>・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><u>逃がし安全弁による原子炉減圧後、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手動起動し、954m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレーするものとする。また、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><u>(f) 低圧代替注水系（常設）</u>  <u>残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレー冷却モード（ドライウエル側のみ）への切替え後に、約90m<sup>3</sup>/hにて崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</u></p> <p><u>(g) 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※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><u>(h) 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>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、<u>残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）</u>を使用する場合は、<u>1,692m<sup>3</sup>/h</u>にて格納容器内にスプレーするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約43MW（サブプレッション・プール水温100℃、海水温度32℃において）とする。</p>	<p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>を使用する場合は、<u>1,218m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレーするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約9MW（サブプレッション・プール水温52℃、海水温度30℃において）とする。</p>	<p>・設備設計及び運用の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  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時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。  ・設備設計の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b></p> <p>・解析条件の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  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交互に実施する。  ・解析結果の相違  <b>【柏崎6/7】</b>  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  <b>【柏崎6/7】</b>  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</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><u>(b) 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>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から<u>24時間後</u>に開始する。</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) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了するものとし、原子炉急速減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から8時間1分後に実施する。</u></p> <p>(c) <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操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。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></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) 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) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>サプレッション・プール水温度が100℃に到達する事象発生から8時間後</u>に開始する。</p> <p>(c) <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、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></u></p>	<p>に期待している。</p> <p>・解析結果の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>            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>・設備設計及び運用の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>            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時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <p>・運用の相違  <b>【東海第二】</b>            格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</p> <p>・運用及び解析条件の相違  <b>【東海第二】</b>            島根 2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪</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>(e) <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24時間後に開始する。</u></p>	<p>(d) <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>(d) <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>(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（レベル3）に到達した場合に開始する。</u></p>	<p>失っ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>・運用及び解析条件の相違 【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</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>(f) <u>低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。なお、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</u></p> <p>(g) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。</u></p> <p><u>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件</u></p> <p><u>本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</u></p> <p>a. <u>事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約<math>1.3 \times 10^{12}</math>Bqとなる。</u></p> <p>b. <u>原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値<sup>*2</sup>である<math>3.7 \times 10^{13}</math>Bqとし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとす</u></p>			<p>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>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 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交互に実施する。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は (d) にて記載。</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「2.6 L O C A時注水機能喪失」において実施している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>る。</u></p> <p><u>これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約<math>9.9 \times 10^{14}</math>Bq、よう素についてはI-131等価量で約<math>6.5 \times 10^{13}</math>Bqとなる。</u></p> <p><u>※2 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏えい率 (f値) <math>1\text{mCi/s}</math> (<math>3.7 \times 10^7\text{Bq/s}</math>) あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が <math>3.7 \times 10^9\text{Bq/s}</math> (<math>100\text{mCi/s}</math>) の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は<math>1.4 \times 10^{12}\text{Bq}</math> (37Ci) であり、6号及び7号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は、これに余裕を見込んだ<math>3.7 \times 10^{13}\text{Bq}</math> (1000Ci) を条件としている。(1Ci = <math>3.7 \times 10^{10}\text{Bq}</math>)</u></p> <p><u>出典元</u></p> <p><u>・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032)</u></p> <p><u>・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</u></p> <p><u>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</u></p> <p><u>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</u></p> <p><u>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</u></p> <p><u>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</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>g. <u>敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</u></p> <p><math display="block">H_I = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_I \cdot \dots \dots \dots (1)</math></p> <p><u>R : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/s)</u>  <u>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率 (活動時) 0.31m<sup>3</sup>/hを秒当りに換算して用いる。</u>  <u>H<sub>∞</sub> : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)</u>  <u>χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)</u>  <u>Q<sub>I</sub> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)</u>  <u>(I-131等価量-小児実効線量係数換算)</u></p> <p><math display="block">H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \dots \dots (2)</math></p> <p><u>K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数</u>  <u>(K=1Sv/Gy)</u>  <u>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</u>  <u>Q<sub>γ</sub> : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)</u>  <u>(ガンマ線実効エネルギー0.5MeV 換算値)</u></p> <p>h. <u>大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を1.2×10<sup>-5</sup> (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) を1.9×10<sup>-19</sup> (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は6.2×10<sup>-6</sup> (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) は1.2×10<sup>-19</sup> (Gy/Bq) とする。</u></p> <p>i. <u>サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は10、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000、排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は50 とする。</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) (添付資料 2.3.1.1)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシ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2.3.1.7図から第2.3.1.12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2.3.1.13図から第2.3.1.15図に、格納容器圧力、格納容器温度、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2.3.1.16図から第2.3.1.19図に示す。</p> <p>※3 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>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。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>所内蓄電式直流電源設備は、負荷切離しを行わずに8時間、その後は不要な負荷の切離し及び直流電源切替え(蓄電池Aから蓄電池A-2)を実施し、加えて事象発生から19</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシ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2.3.1-4図から第2.3.1-9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2.3.1-10図から第2.3.1-12図に、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2.3.1-13図から第2.3.1-16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>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。再循環系ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設直流電源設備は、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて、事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24時間にわた</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシ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2.3.1.2-1(1)図から第2.3.1.2-1(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2.3.1.2-1(7)図から第2.3.1.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1.2-1(10)図から第2.3.1.2-1(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>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。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設蓄電式直流電源設備は、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び直流電源切替え(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違【柏崎6/7】</li> <li>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。</li> <li>・設備設計の相違【柏崎6/7】</li> <li>再循環ポンプの個数の相違。</li> <li>・設備設計の相違【東海第二】</li> <li>島根2号炉は、不要な</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>時間経過するまで直流電源切替え(蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池)を実施し、更に 16 時間の合計 24 時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</u></p> <p><u>この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル 2)での自動起動及び原子炉水位高(レベル 8)でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.3)</u></p> <p><u>事象発生から 24 時間経過した時点で、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、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</u></p>	<p>り、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p><u>事象発生から約8 時間までは、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル 3)での起動及び原子炉水位高(レベル 8)での停止を繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。(添付資料 2.3.1.2)</u></p> <p><u>事象発生から約8 時間後に低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能) 7 個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。(添付資料 2.3.1.3)</u></p> <p>事象発生から24 時間経過した時点で、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、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)を起動</p>	<p>を実施することにより、24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p><u>事象発生 8 時間までの間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル 2)での自動起動及び原子炉水位高(レベル 8)でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。(添付資料 2.3.1.1, 2.3.1.2)</u></p> <p>事象発生から 8 時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能付き) 6 個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に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。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>事象発生から24 時間経過した時点で、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、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)</p>	<p>負荷の切り離し及び直流電源切り替えにより 24 時間にわたる直流電源の供給を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計の相違【柏崎 6/7】</li> <li>・設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7】</li> </ul> <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 時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違【東海第二】</li> </ul> <p>解析における水位制御の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7】</li> </ul> <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 時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違【柏崎 6/7】</li> </ul> <p>島根 2 号炉は、手順上の弁数を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用及び解析条件の相</li> </ul>



柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、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>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。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約16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>この点と、蒸気の流入によってサブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。</u></p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、<u>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>b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.1.13 図</u>に示すとおり、<u>初期値をわずかに上回る約311℃となるが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる</u></p>	<p><u>し、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。</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<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、<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</u>を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は<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。格納容器除熱は、事象発生から<u>約24時間経過した時点で実施する。</u></p> <p>b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.1-10 図</u>に示すとおり、<u>初期値(約309℃)を上回ることはなく、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</u></p>	<p><u>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、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。</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<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<u>温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>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</u>を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は<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。原子炉格納容器除熱は、事象発生から<u>24時間30分経過した時点で実施する。</u></p> <p>b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.1.2-1(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。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる</u></p>	<p>違</p> <p><b>【東海第二】</b> 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 <b>【柏崎6/7】</b> 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 <b>【柏崎6/7】</b> 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。</p> <p>・解析条件の相違 <b>【柏崎6/7】</b> 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 <b>【柏崎6/7】</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>前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。 原子炉圧力は、<u>第2.3.1.7 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。</p> <p>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>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り、<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℃</u>に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.3.1.4)</u></p> <p>第2.3.1.8 図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p>	<p>前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。 原子炉圧力は、<u>第2.3.1-4 図</u>に示すとおり、<u>逃がし安全弁(安全弁機能)</u>の作動により、<u>約8.16MPa[gage]</u>以下に抑えられる。</p> <p>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り、<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℃</u>に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第2.3.1-5 図に示すとおり、<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>前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。 原子炉圧力は、<u>第2.3.1.2-1(1) 図</u>に示すとおり、<u>逃がし安全弁(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。</p> <p>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7.89 MPa[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>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と<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<u>原子炉格納容器除熱</u>を行うことにより、<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℃</u>に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.3.1.3)</u></p> <p>第2.3.1.2-1(2) 図に示すとおり、<u>原子炉隔離時冷却系及び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>・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>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 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。</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>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>その後は、<u>約 16 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、さら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実施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. 1. 5)</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 <math>9.9 \times 10^{-3} \text{mSv}</math> であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 <math>4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}</math> であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと</u><u>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<u>及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと</u>について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>その後は、<u>約24 時間後に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施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. 1. 4)</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>その後は、<u>24時間30分後に残留熱除去系（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. 1. 4)</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>できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</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>・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>・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>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p><u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</u>では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<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、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）、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、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）及び代替原子炉補機冷却系運転操作</u>とする。</p>	<p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>全交流動力電源喪失（長期TB）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>直流電源の負荷切離操作、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。）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操作</u>とする。</p>	<p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p><u>全交流動力電源喪失（長期TB）</u>では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び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</u>とする。</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時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・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、格納容</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>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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、<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、格納容器圧力を操作開始の起点としている<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>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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<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<u>格納容器雰囲気温度</u>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>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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並びに<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<u>格納容器温度</u>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<u>原子炉格納容器</u>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>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。</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>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、格納容器圧力を操作開始の起点としている<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 2.3.1.6)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒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をわずかに上回る約<u>311℃となること</u>から、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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評価するが、原子炉水位は有効燃料棒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をわずかに上回る約 <u>311℃となること</u>から、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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</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 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、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評価するが、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、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>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</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<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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は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。</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。</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℃</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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</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>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2.3.1.6)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.1.2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</p>	<p>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<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2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.1-2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</p>	<p>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<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2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.1.2-1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くな</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</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>り、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、操作手順（格納容器圧力に応じて<u>格納容器ベント</u>を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・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<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（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</u>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 2.3.1.6)</p>	<p>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>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、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<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）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作</u>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 2.3.1.5)</p>	<p>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>の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて<u>格納容器スプレイ</u>を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・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>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）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後の操作</u>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 2.3.1.5)</p>	<p>を記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>解析条件の相違 【柏崎 6/7】 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交互に実施する。</li> <li>設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</li> </ul>



柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (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>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、<u>原子炉水位は有効燃料棒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をわずかに上回る約311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33Gwd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30Gwd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は<u>格納容器ベント</u>により抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、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</u></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が、<u>原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、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の約309℃以下となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33Gwd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31Gwd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の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>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</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替</u></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。<u>また、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33Gwd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30Gwd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は<u>格納容器スプレイ</u>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、<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>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧</u></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>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</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> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違</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>代替注水系(常設)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.3.1.6)</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</p> <p><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作(A→A-2)</u>は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、<u>負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p><u>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。 (添付資料2.3.1.5)</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</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離操作(現場)</u>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、本操作は<u>不要な負荷の切離操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要なく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p><u>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。 (添付資料2.3.1.5)</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</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))</u>は、解析上の操作開始時間として事象発生8.5時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は<u>停電切替え操作であるが、原子炉水位等の重要パラメータは直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))より前に実施する計装設備の直流電源切替え操作(B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池)により、停電しないSA用115V系蓄電池電源にて監視可能であり、停電は問題とならない。</u></p>	<p>【柏崎6/7】 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交互に実施する。 ・設備設計及び運用の相違</p> <p>【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として、事象発生8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。 ・設備設計及び運用の相違</p> <p>【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として、事象発生8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)</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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間、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、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より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、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。</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、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0.279MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約13時間後であり、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気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。</p> <p>また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気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0.62MPa [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</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備操作は、事象発生から2時間30分後までに実施できることから解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点で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>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器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19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。</p> <p>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</p>	<p>を用いて注水を実施することから、停電切替え操作による原子炉水位への影響はない。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【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として、事象発生 8時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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16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、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、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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）は、解析上の操作開始時間として事象発生から19時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p>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。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</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>・ 記載箇所の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、常設直流電源切替え操作の不確かさにおいて記載。</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><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、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;">(添付資料 2.3.1.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作 (A→A-2) 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変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、低压代替注水系(可搬型)による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</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</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離操作(現場)は、運転員等操作時間に与える影響として、本操作は不要な負荷の切離操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要なく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であることから、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、原子炉隔離時冷却系から低压原子炉代替注水系(可搬型)への注水手段切替えが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>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))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同等であり、直流電源は枯渇す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><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、原子炉隔離時冷却系から低压原子炉代替注水系(可搬型)への注水手段切替えが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>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切替えにより 24 時間にわたる直流電源の供給を確保する。</li> <li>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。</li> <li>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作(A-2→AM)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変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータ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、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.6)</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><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作(A→A-2)については、原子炉水位高(レベル8)到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高(レベル8)から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p>	<p>(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><u>操作条件の直流電源の負荷切離操作(現場)については、事象発生から8時間後に実施するものとしており、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離の対象となる負荷について9時間給電を継続する条件としているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></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><u>操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))については、事象発生8時間後から操作時間30分で実施するものとしている。蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離の対象となる負荷について8.5時間給電を継続する条件としているが、事象発生8.5時間後までに直流電源の負荷切離し操作を開始すれば、給電が必要な</u></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>・記載箇所の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、常設直流電源切替え操作の不確かさにおいて記載。</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、原子炉隔離時冷却系の停止後は、低圧原子炉代替注水系(可搬型)にて注水することから有意な水位低</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16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、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</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、<u>低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生約8時間後に準備が完了するものとしているが、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>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13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>負荷に対して事象発生9時間後まで給電が可能であることから、<u>直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作については時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、<u>原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは8時間の時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>下はない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより 24 時間にわたる直流電源の供給を確保する。</li> <li>記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、蓄電池容量の関係から、操作が遅れた場合でも必要な負荷に対して給電可能であることを記載。</li> <li>設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。</li> <li>解析結果の相違 【東海第二】</li> <li>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。</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (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><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作 (A-2→AM) については、原子炉水位高 (レベル8) 到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高 (レベル8) から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、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>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ことから、時間余裕がある。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.6)</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>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)</u>」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>、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は</u>、「2.3.1.1(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>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」において、<u>重大事故等対策時における必要な要員は</u>、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。</p>	<p>・記載箇所の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設直流電源切替え操作の不確かさにおいて記載。</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>・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】</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、<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)</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」の条件にて評価している。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(常設)</u>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、<u>号炉あたり約1,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。</u></p> <p><u>6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約3,200m<sup>3</sup>の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水</u></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(長期TB)</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」の条件にて評価している。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<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スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、<u>合計約2,130m<sup>3</sup>の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、<u>西側淡水貯水設備に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有して</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(長期TB)</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」の条件にて評価している。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<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>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、<u>合計約1,100m<sup>3</sup>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7,000m<sup>3</sup>の水</u></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>・解析結果の相違</p> <p>【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>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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。</p> <p>・水量評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・水量評価結果の相違</p>

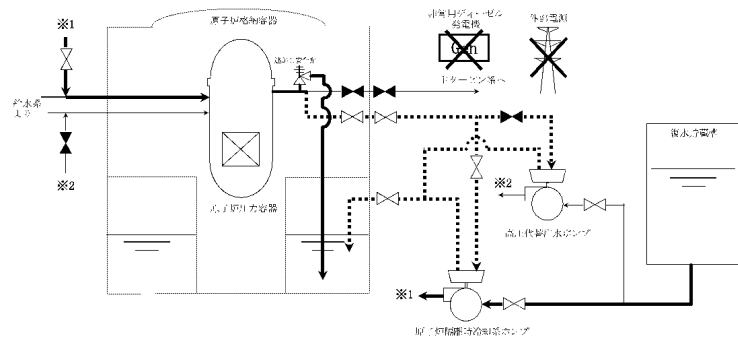
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>貯水池に約 <u>18,000m<sup>3</sup></u> の水を保有している。これにより、<u>6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p><u>また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、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></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.7)</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</u>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</u>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<u>号炉あたり約15kL</u>の軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車</u>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>号炉あたり約37kL</u>の軽油が必要となる。<u>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)</u>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<u>号炉あたり約11kL</u>の軽油が必要となる。<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>合計約13kL</u>の軽油が必要</p>	<p>いる。これにより、必要な水源は確保可能である。</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2.3.1.6)</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</u>の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンク</u>にて<u>約800kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、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>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)</u>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<u>約12.0kL</u>の軽油が必要となる。</p> <p><u>可搬型設備用軽油タンク</u>にて<u>約210kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)</u>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。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>約</u></p>	<p>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>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2.3.1.6)</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<u>最大負荷</u>での運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>約352m<sup>3</sup></u>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</u>にて<u>約450m<sup>3</sup></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。</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</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車</u>の運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>約12m<sup>3</sup></u>の軽油が必要となる。<u>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク</u>等にて<u>約730m<sup>3</sup></u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから<u>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</u>について、7日間の運転継続が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機</u>による電源供給については、保守的に事象発生直後から<u>最大負荷</u>での運転を想定すると、7</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【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>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p> <p>・燃料評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【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</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>となる(6号及び7号炉合計約643kL)。  <u>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、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ある。  (添付資料2.3.1.8)</p> <p>c. 電源  常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>6号炉で約1,284kW、7号炉で約1,294kW</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、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、<u>不要な直流負荷の切離し、蓄電池の切替え</u>等を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p>	<p><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にて約75kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。  (添付資料2.3.1.7)</p> <p>c. 電源  常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<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、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、<u>不要な直流負荷の切離し</u>を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p>	<p>日間の運転継続に<u>約8m<sup>3</sup></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にて約45m<sup>3</sup></u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>について、7日間の継続が可能である。  (添付資料2.3.1.7)</p> <p>c. 電源  常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約4,286kW</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>緊急用対策所用発電機</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>所内常設蓄電式直流電源設備の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、<u>不要な直流負荷の切離し、所内常設蓄電式直流電源設備の切替え(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))</u>を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p>	<p>に期待している。  ・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。  ・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。  ・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  【東海第二】  島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより、24時間にわたる直流電源の</p>

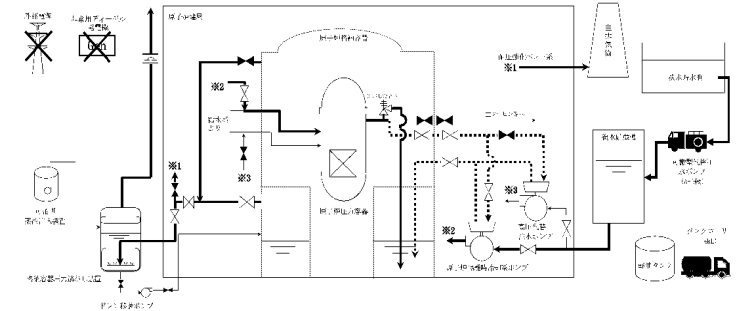
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.9)</p> <p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子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。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)</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<u>原子炉隔離時冷却系等</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) 及び低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.8)</p> <p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、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。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</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) 及び逃がし安全弁 (自動減圧機能)</u>による原子炉注水手段、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 (可搬型)</u>による格納容器冷却手段、<u>残留熱除去系 (低圧注水系)</u>による原子炉注水手段、<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 style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.1, 2.3.1.8)</p> <p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、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。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</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) 及び逃がし安全弁 (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>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、<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>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>供給を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載方針の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、常設代替直流電源設備による電源供給について記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計及び運用の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】</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 時間後より低圧原子炉代替注水系 (可搬型) を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析結果の相違</li> </ul> <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</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)</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)(蓄電池枯渇後RCIC停止)</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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱、<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「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」の重要事故シナリオ「<u>外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)</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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、<u>低圧代替注水系(可搬型)及び残留熱除去系(低圧注水系)</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉減圧、<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(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(長期TB)</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+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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)及び残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</u>による原子炉減圧、<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)及び残留熱除去系(サプレッション・プール冷却モード)</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>いため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【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として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 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。</p> <p>・解析条件の相違</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</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>

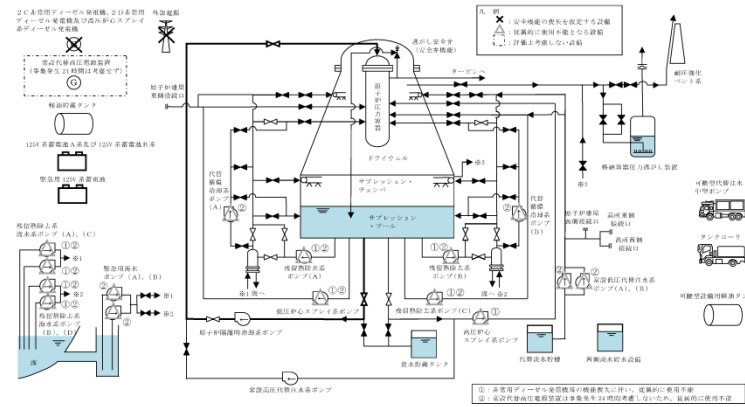
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p><u>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</u></p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価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等による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)</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等による原子炉注水、<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(長期TB)</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等による原子炉注水、<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(長期TB)</u>」に対して有効である。</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>



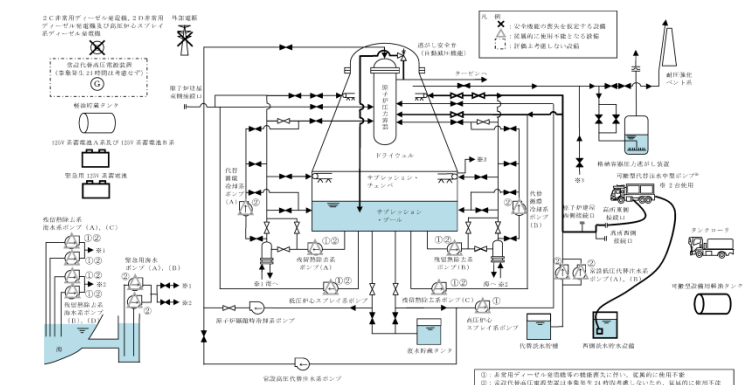
第2.3.1.1図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（1/4）（原子炉注水）



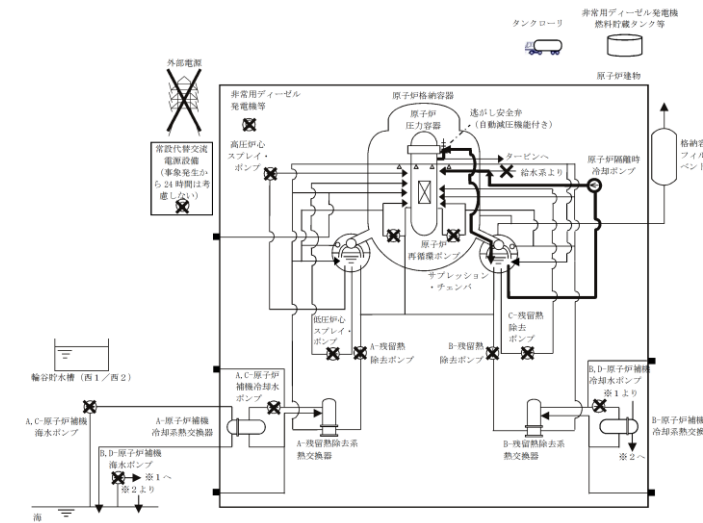
第2.3.1.2図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（2/4）（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



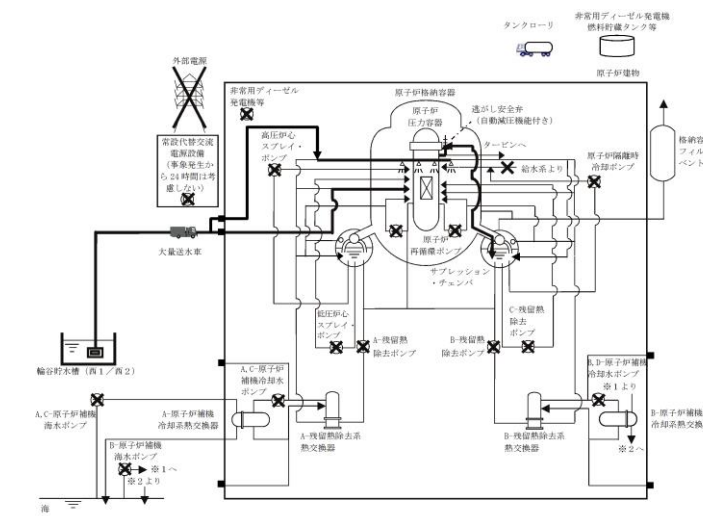
第2.3.1-1図 全交流動力電源喪失（長期TB）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第2.3.1-1図 全交流動力電源喪失（長期TB）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イ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第2.3.1.1-1(1)図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）

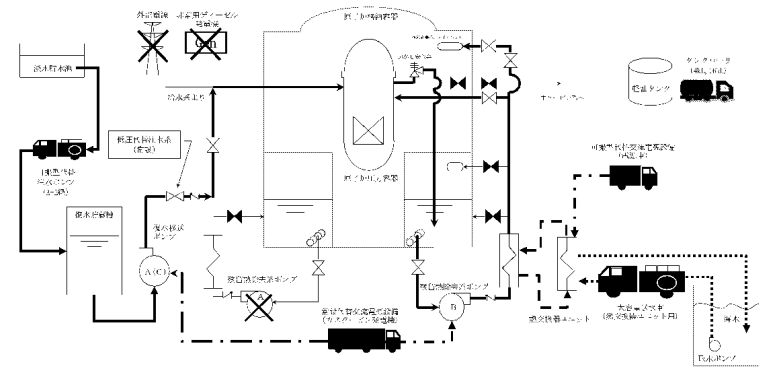


第2.3.1.1-1(2)図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

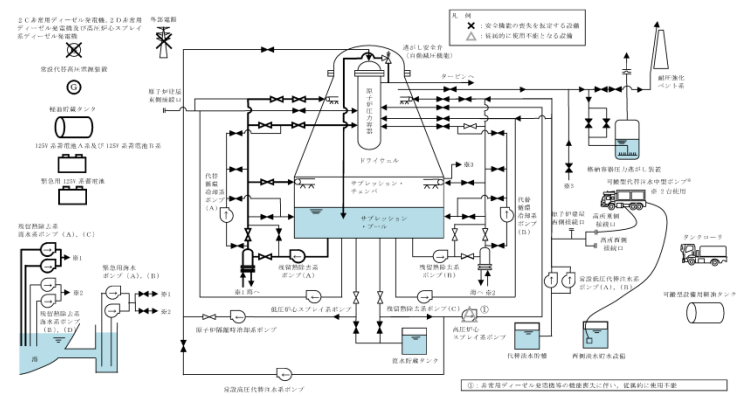
備考  
・設備設計の相違  
【柏崎6/7，東海第二】

・運用の相違  
【柏崎6/7】  
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。

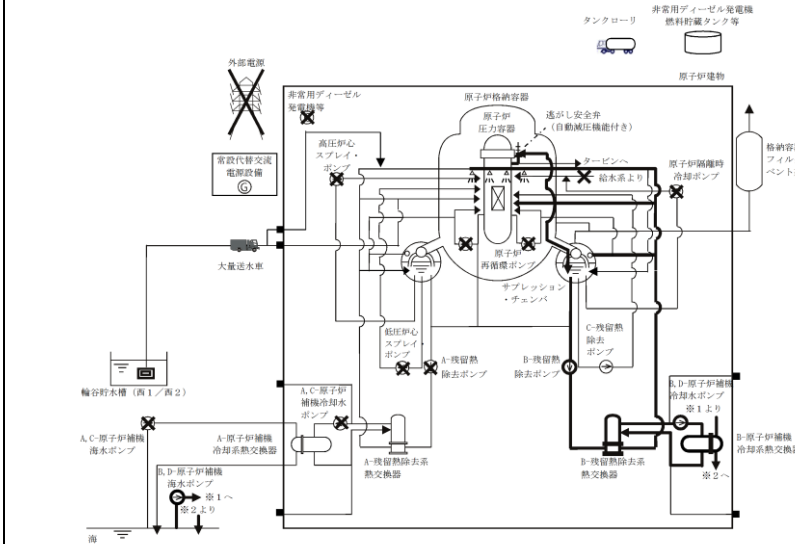




第 2.3.1.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)  
(原子炉急速減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 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 2.3.1.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (長期TB)」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】

・設備設計及び運用の相違  
【柏崎 6/7】

島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系 (可搬型) を用いて注水を実施。

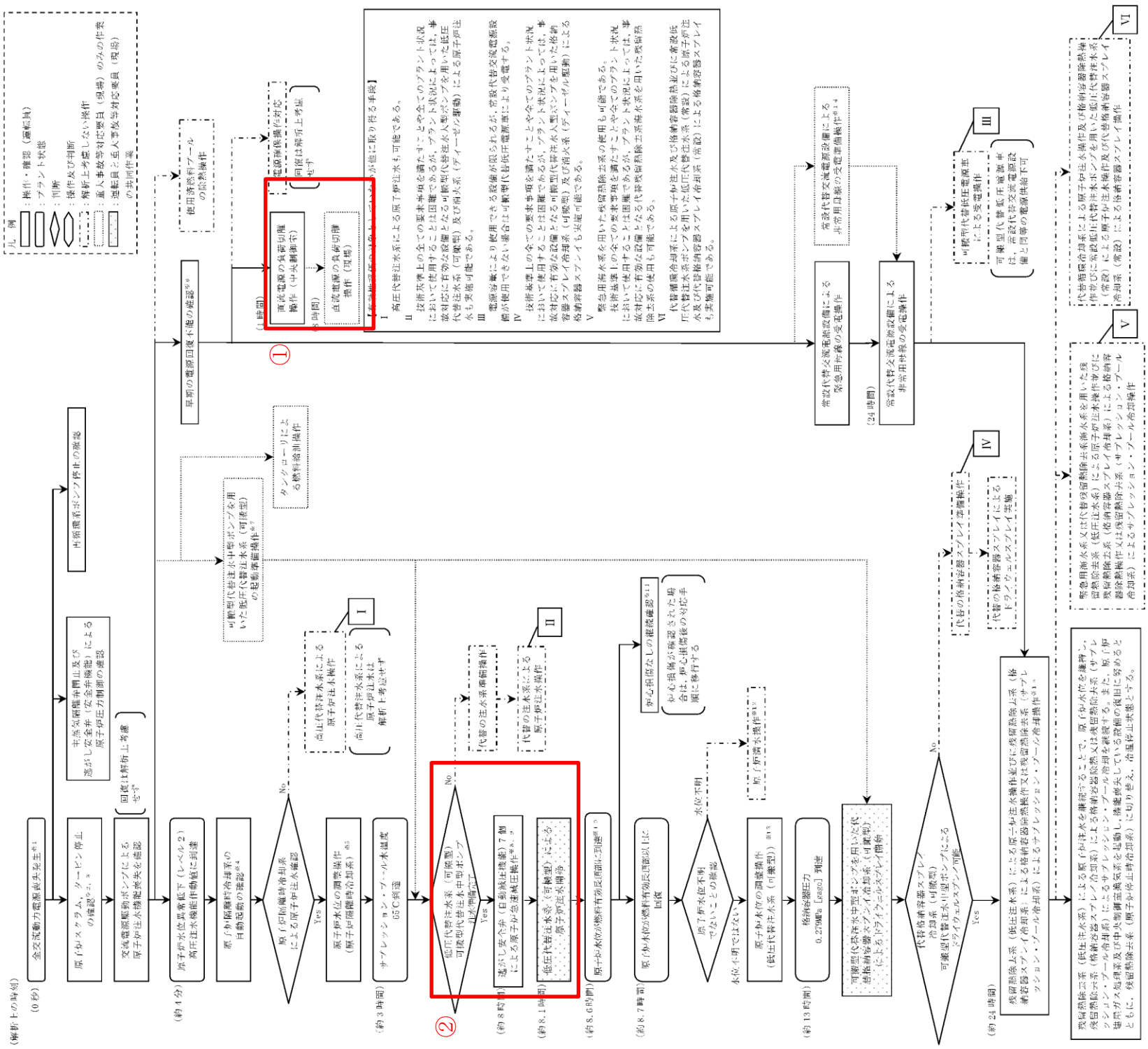
・解析条件の相違  
【柏崎 6/7】

島根 2号炉は、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。



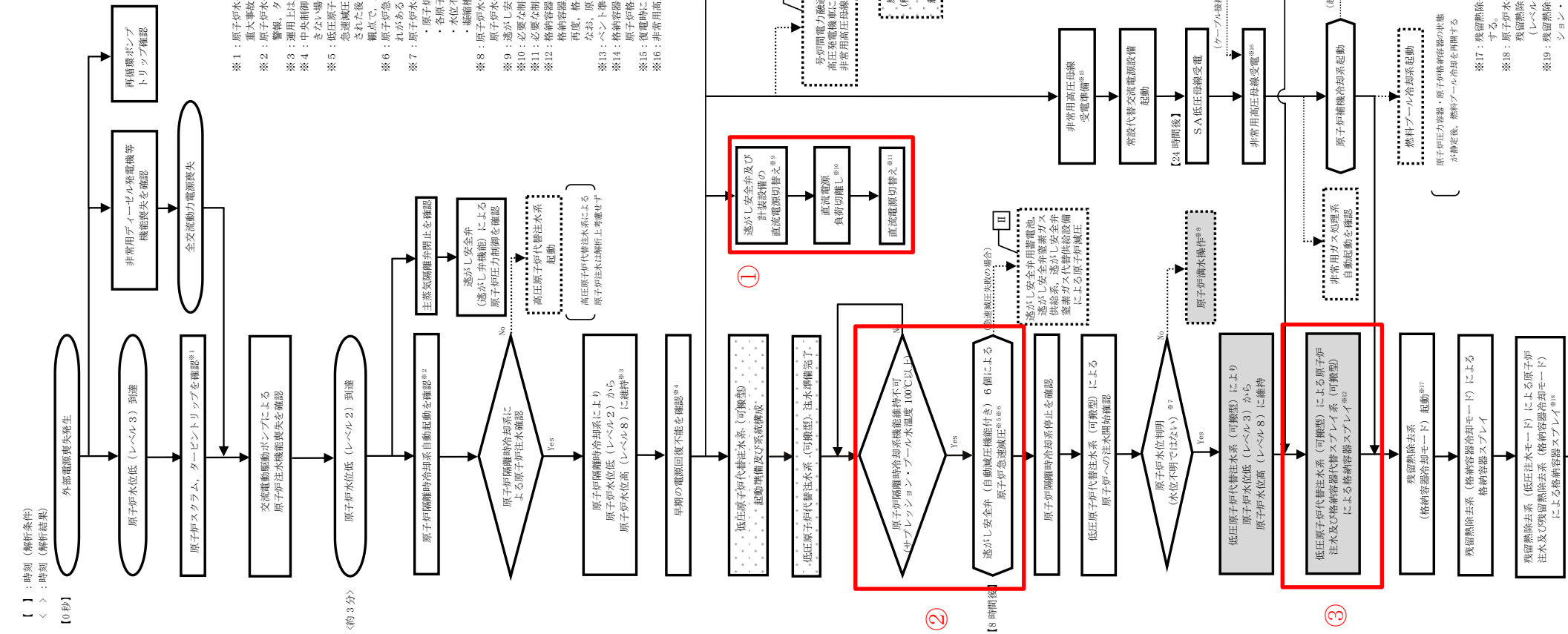
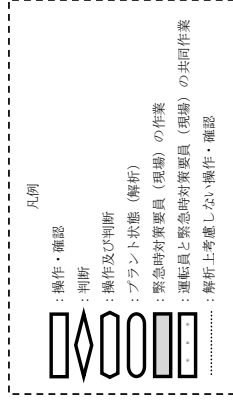




- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての炉内高圧系統 (6.9kV) が使用不能となった場合。
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現況を前提とした対応手順は、燃料供給設備が停止した場合は、燃料供給設備が停止した状態を維持する。なお、原子炉システムは、燃料供給設備が停止した状態を維持する。
- ※3 原子炉システムは、中央制御室にて可動出力調整計画等により調整する。系統電圧低下による原子炉システムへの影響は、系統電圧低下による原子炉システムへの影響を考慮して調整する。
- ※4 中央制御室にて、燃料ポンプ停止、蒸気タービン回転速度、系統電圧低下による原子炉システムへの影響を考慮して調整する。
- ※5 原子炉システムは、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※6 中央制御室からの監視情報により、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※7 全自動運転モードによる原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※8 原子炉水位制御システムは、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※9 原子炉水位制御システムは、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※10 原子炉水位の指示値が燃料供給設備が停止した場合は、燃料供給設備が停止した状態を維持する。なお、原子炉システムは、燃料供給設備が停止した状態を維持する。
- ※11 原子炉水位の指示値が燃料供給設備が停止した場合は、燃料供給設備が停止した状態を維持する。なお、原子炉システムは、燃料供給設備が停止した状態を維持する。
- ※12 原子炉水位制御システムは、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※13 原子炉水位制御システムは、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※14 原子炉水位制御システムは、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。
- ※15 原子炉水位制御システムは、原子炉水位を原子炉水位制御システムにより制御する。原子炉水位制御システムは、原子炉水位制御システムにより制御する。

第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) の対応手順の概要

備考
<p>差異理由は、島根 2 号炉「第 2.3.1.1-2 図「全交流動力電源喪失 (長期TB)」の対応手順の概要」の備考欄参照。</p>



- ※1: 原子炉水位低(レベル3)にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。  
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を要する。
- ※2: 原子炉水位低(レベル2)で自動起動(解析上の時刻約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て確認する。
- ※3: 運用上は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)に維持する。
- ※4: 中央制御室からの遠隔操作により外部電源電圧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。
- ※5: 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水準備が完了後、サブプレッジョン・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急減速を実施する。また、実測の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水の開始された後、原子炉急減速と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※6: 原子炉急減速時には原子炉水位計送給管内の原子炉冷却材の減圧漏洩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、原子炉水位不明は以下により確認する。  
※7: 原子炉水位不明は以下により確認する。  
・原子炉水位の電源が喪失した場合  
・原子炉水位の指示値にばらつきがある  
・水位不明領域「水位不明領域」に入った場合  
・凝縮液相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※8: 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器の有効液面(TNF)以上であり、原子炉圧力とサブプレッジョン・チェンバの圧力の差圧を確認すること、原子炉水位が安全弁隔離時冷却系及び燃料格納庫の直流電源をB-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
- ※9: 必要な制御電源以外を負荷を切離す。
- ※10: 必要な制御電源をB-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA)へ切り替える。
- ※11: 格納容器スプレイの注水量は120m<sup>3</sup>/hとし、格納容器圧力38kPa[gage]到達で格納容器スプレイを停止する。  
格納容器圧力35kPa[gage]まで低下後、格納容器圧力38kPa[gage]到達で格納容器スプレイを再開する。
- ※12: 格納容器圧力38kPa[gage]到達で格納容器スプレイを再開する。  
なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大流量送水車を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
- ※13: 格納容器ベント操作前に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高め、格納容器ベント操作を実施する。
- ※14: 格納容器ベント操作時に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高め、格納容器ベント操作を実施する。
- ※15: 格納容器ベント操作時に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高め、格納容器ベント操作を実施する。
- ※16: 非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替格納容器ケーブル接続後に受電する。

【有効性評価の対象としないが、他に取れる手段】  
I: 常設代替格納容器が使用できない場合は、炉内電力機連又は高圧電機連により電源を供給する。  
(電圧容量により使用できない設備に限られる。)  
II: 逃がし安全弁の作動に必要な前部電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用脚部電源確保操作を行う。  
また、逃がし安全弁の作動に必要な蒸気ガスが喪失している場合は、逃がし安全弁蒸気ガス供給系、逃がし安全弁蒸気ガス供給設備による蒸気ガス供給系を稼働させる。  
III: 原子炉隔離時冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

残留熱除去系(低圧注水モード)により原子炉水位を維持し、残留熱除去系(サブプレッジョン・プール水冷却モード)によるサブプレッジョン・プール水冷却を維持する。また機能喪失している設備の復旧に努める。原子炉圧力容器、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)により冷温停止状態とする。<sup>※9</sup>

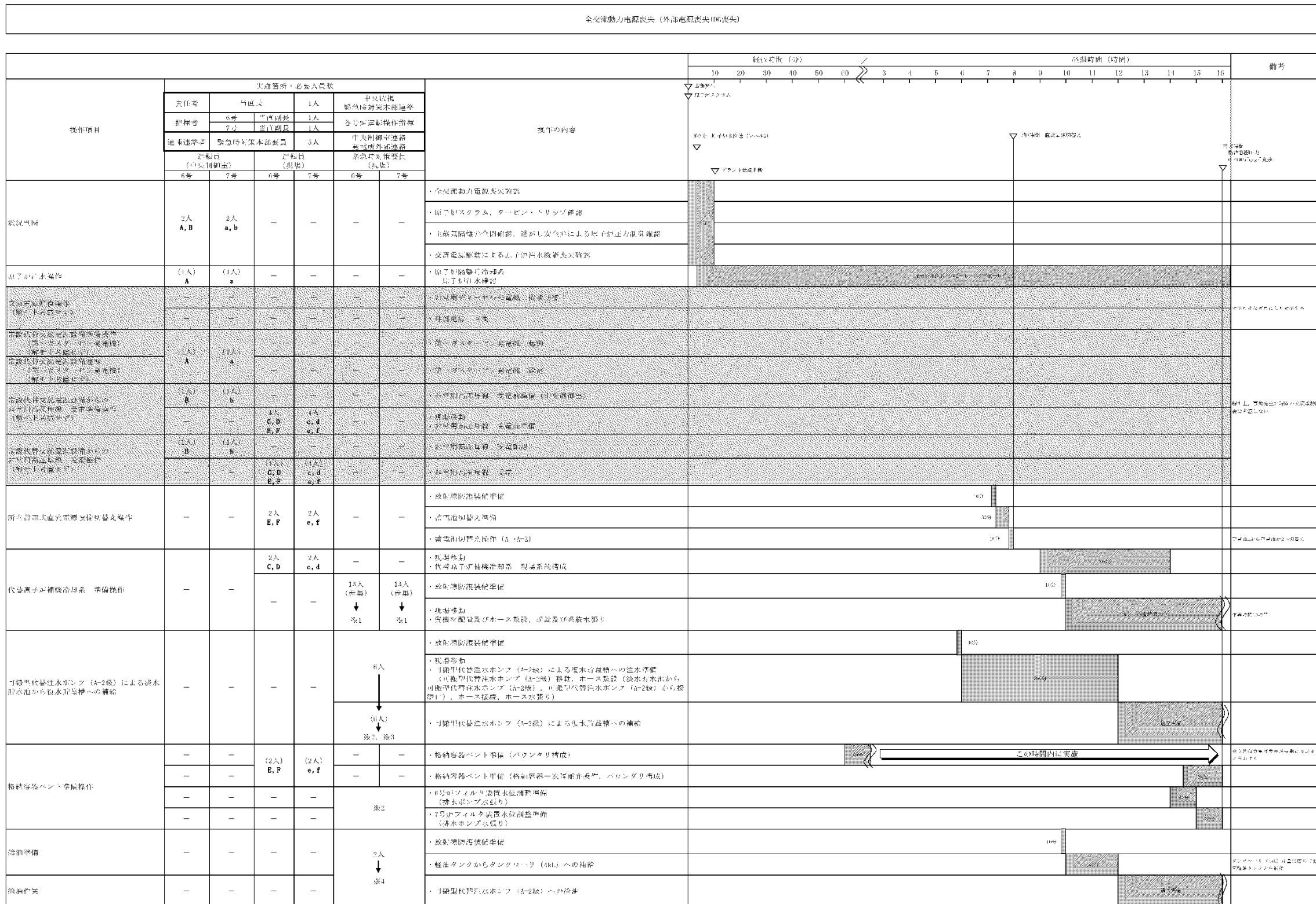
第2.3.1.1-2図 「全交流動力電源喪失(長期T.B)」の対応手順の概要

備考

- ・設備設計の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、直流電源切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ①島根2号炉は、直流電源切替時、計装設備の電源及び逃がし安全弁の電源を確保するために蓄電池を切り替える。
- ・設備設計及び運用の相違
- 【柏崎6/7】
- ②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時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。
- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ③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。
- ・解析結果の相違
- 【柏崎6/7】
- ④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。

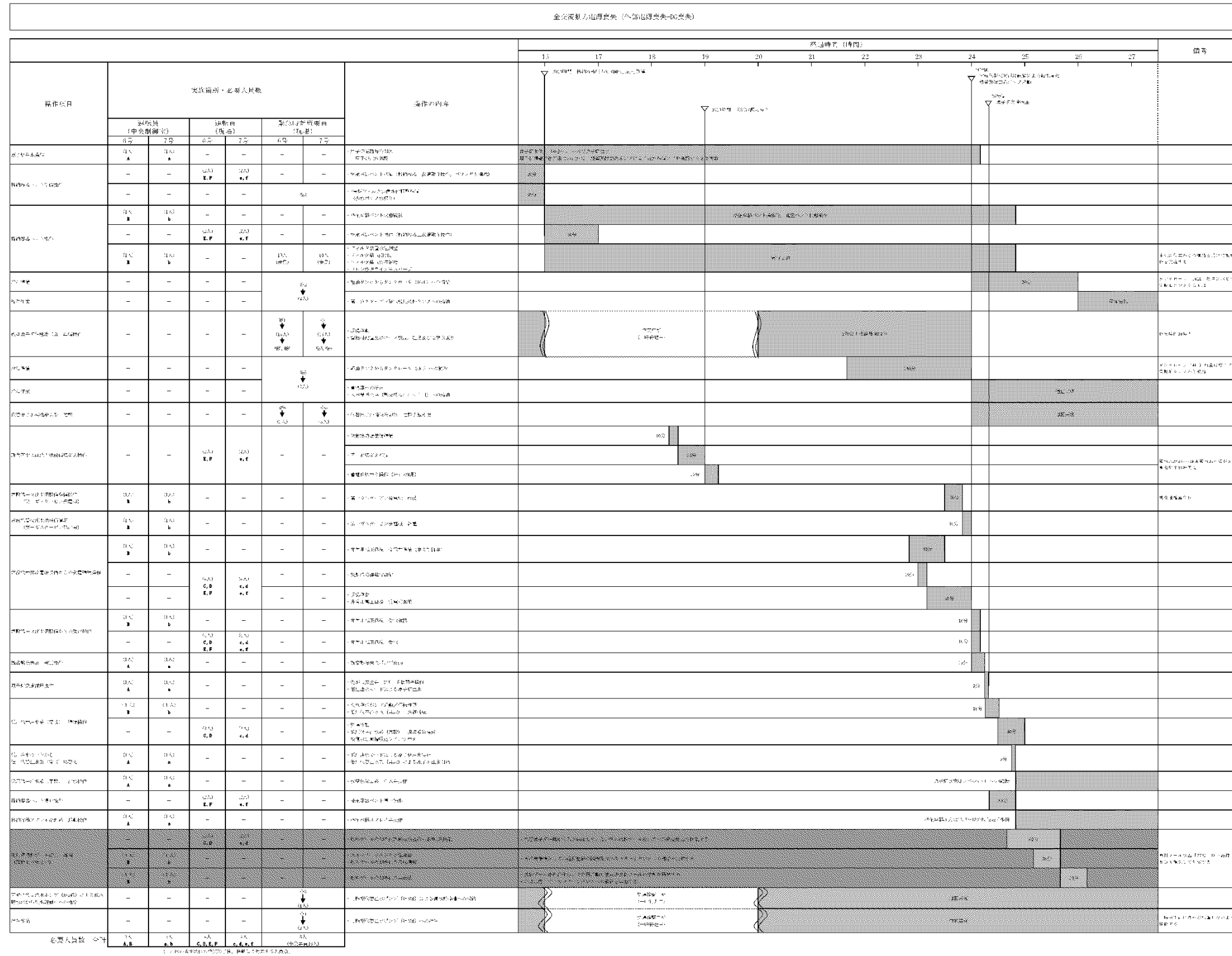


差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失(長期TB)」の作業と所要時間」の備考欄参照。



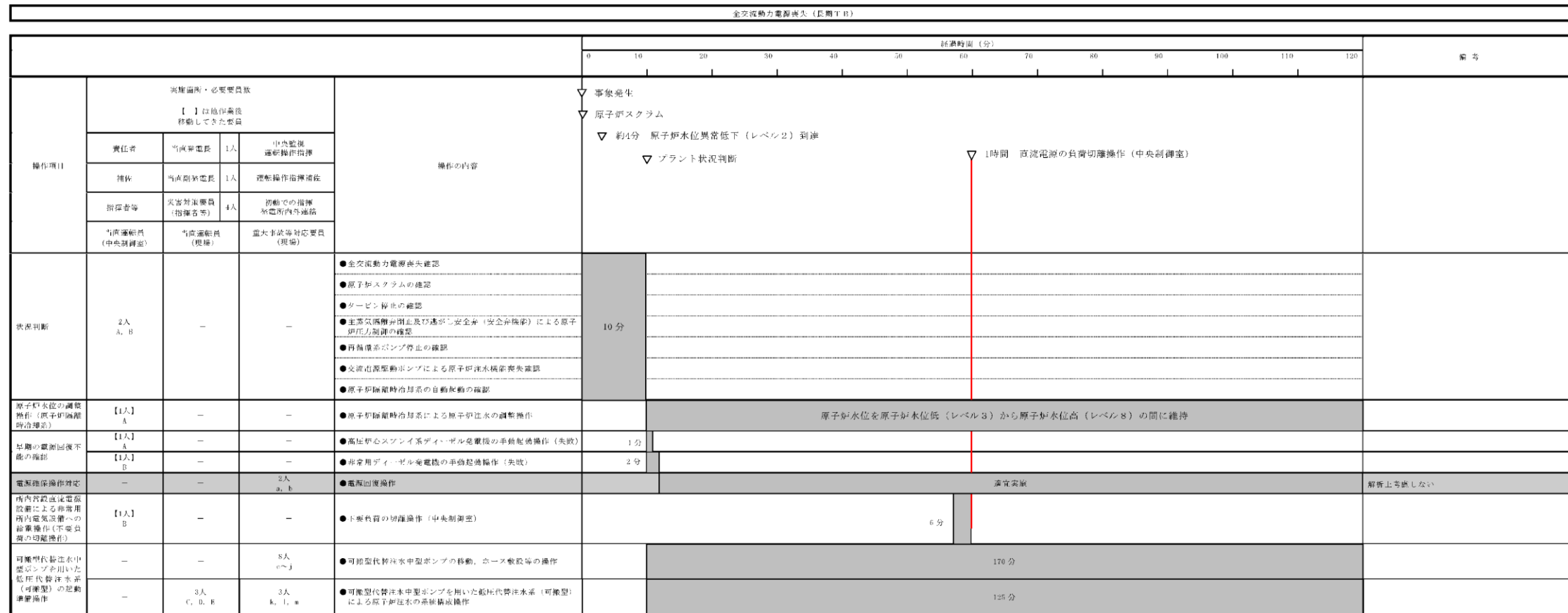
第 2.3.1.6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の作業と所要時間 (1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.3.1.6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間 (2/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間(1/2)

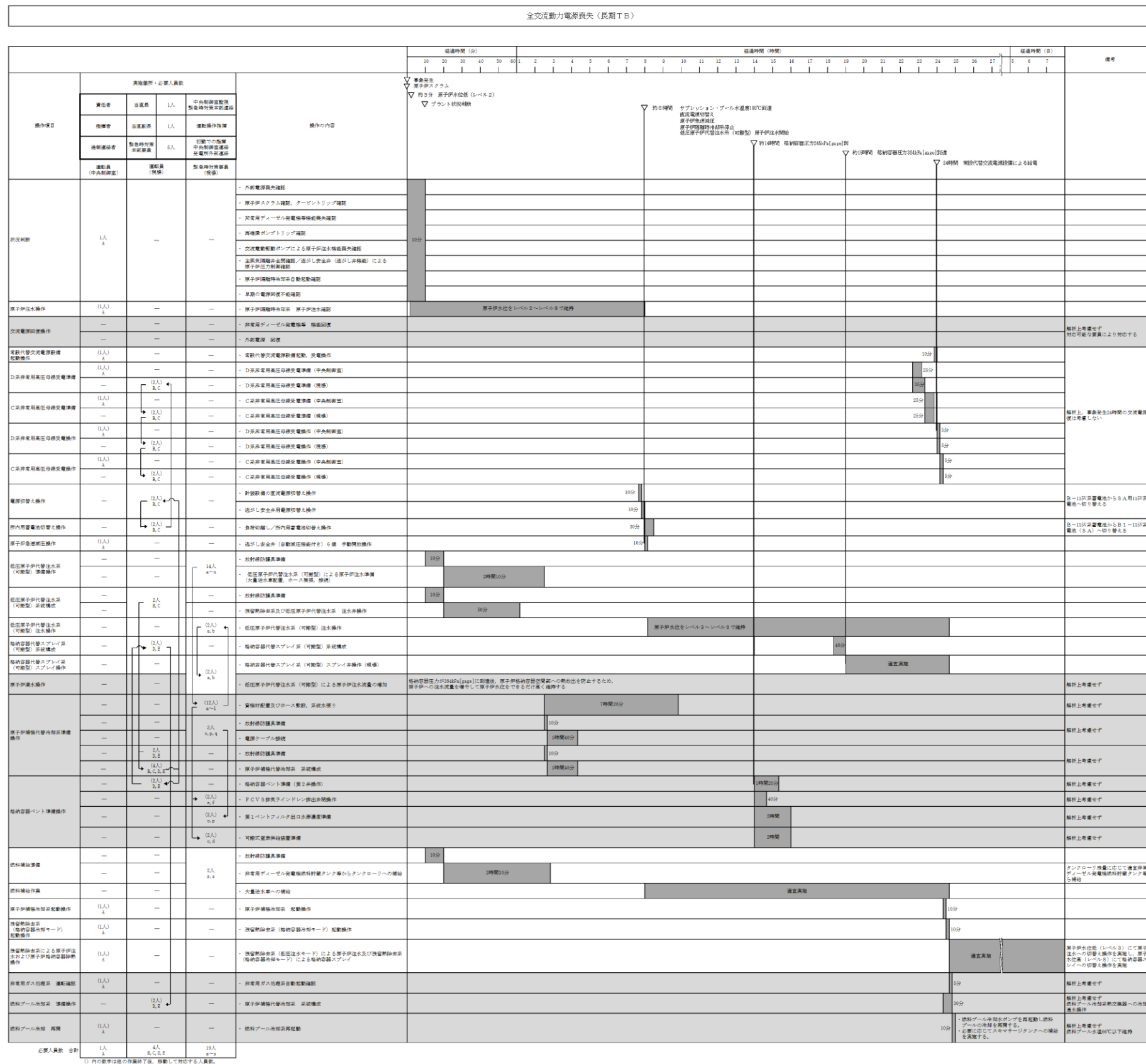
差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失(長期TB)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				全交流動力電源喪失(長期TB)																備考																								
				経過時間(時間)																																								
				4				8				12				16				20				24				28				32				36				40				
機組項目	実施箇所・必要要員数 【】は操作前後移動してきた要員			操作の内容																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)																																									
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注水の調整操作																原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持	※1 シェラウド内水位に基づく時間																							
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、ホース接続等の操作																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料操作	-	-	3人 C, D, E	●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	適宜実施																							
タンクローリによる燃料給料操作	-	-	2人(参加)	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作																適宜実施	タンクローリ位置に応じて適宜タンクから給油																							
遮断し安全弁(自動減圧機構)による原子炉隔離圧降操作	【1人】B	-	-	●遮断し安全弁(自動減圧機構)7箇の手動開放操作																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(参加) ※	●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																								
管内系統直送装置稼働による非常用炉内冷却装置への給電操作(不要負荷の切離し)	-	【1人】E	【1人】k	●不要負荷の切離し操作(現場)																50分																								
高圧代替交流電源装置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																								
高圧代替交流電源装置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	解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない																							
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ッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	-	【1人】E	【3人】k, l, m	●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ッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作																175分	系統構成後、適宜流量調整																							
高圧代替交流電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】B	-	-	●高圧代替交流電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作																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																							
高圧代替交流電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】B	-	-	●高圧代替交流電源装置3台の追加起動操作																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																							
高圧代替交流電源装置による非常用母線の受電操作	-	-	-	●非常用母線の受電操作																5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(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却操作並びに残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】B	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作 ●残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による原子炉注水並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却並びに残留熱除去系(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																4分 2分	原子炉水位高(レベル8)にて格納容器スプレッド又はサブプレッション・プール冷却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																							
格納容器冷却系の調整操作	-	【1人】C	【1人】(参加)	●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操作																適宜実施	解析上考慮しない スワッシュによる水位低下がある場合は代替格納容器冷却系の起動までに実施する																							
格納容器冷却系の調整操作	【1人】A	-	-	●緊急用注水による格納容器冷却の調整操作及び起動操作																20分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する																							
格納容器冷却系の調整操作	-	-	-	●代替燃料プール冷却系の起動操作																15分																								
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m (参加要員6人)																																									

第2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失(長期TB)の作業と所要時間(2/2)

島根原子力発電所 2号炉

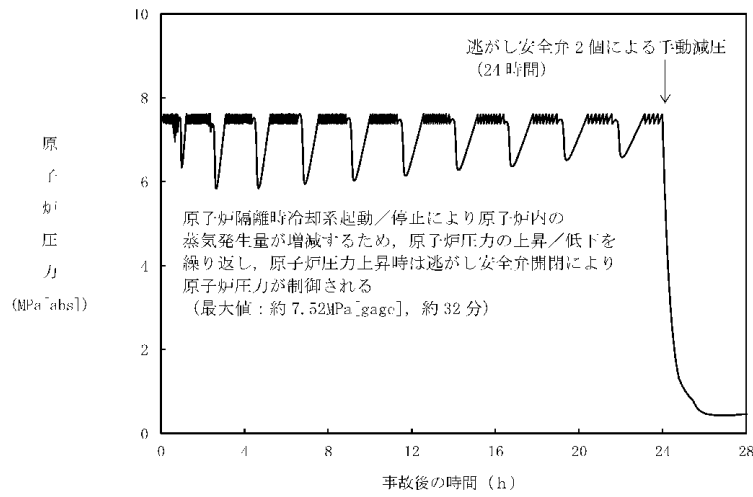
備考



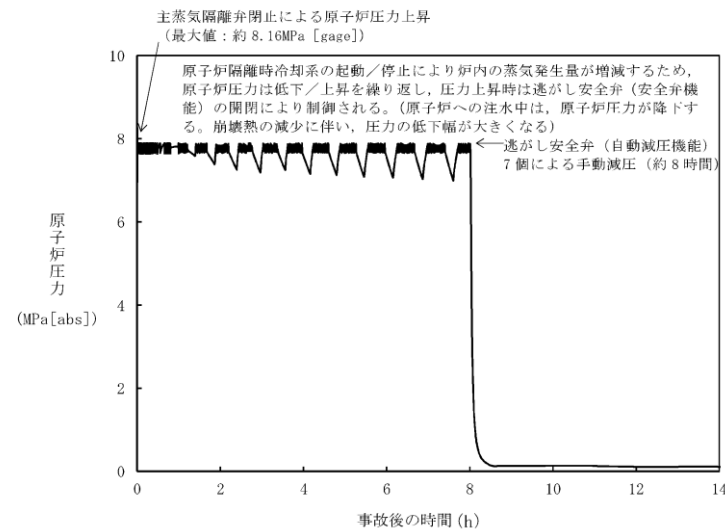
・解析結果の相違に基づく差異。  
 ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。  
 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。  
 ・体制の相違  
**【柏崎6/7, 東海第二】**  
 島根2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。

第2.3.1.1-3 図 「全交流動力電源喪失(長期TB)」の作業と所要時間

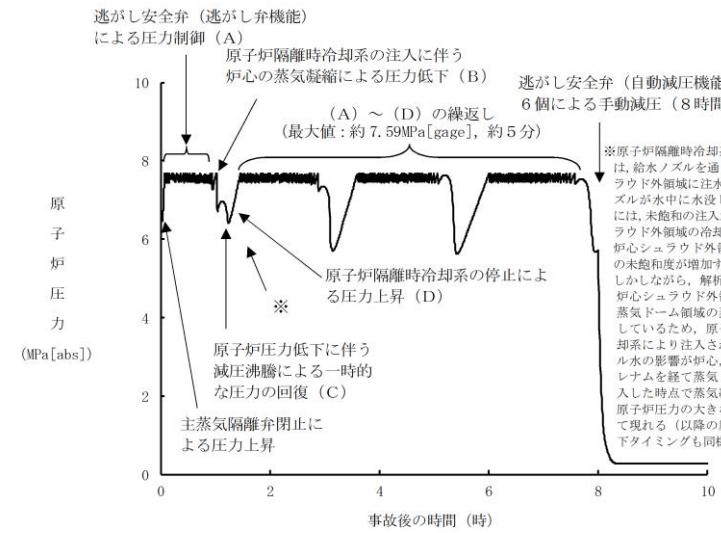




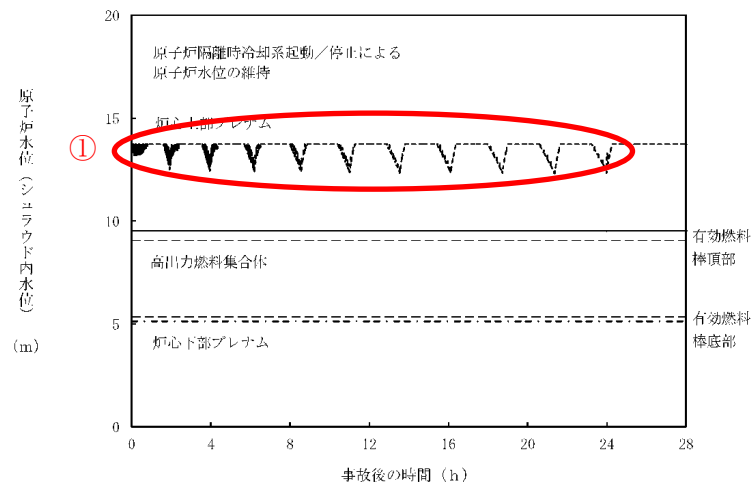
第 2.3.1.7 図 原子炉圧力の推移



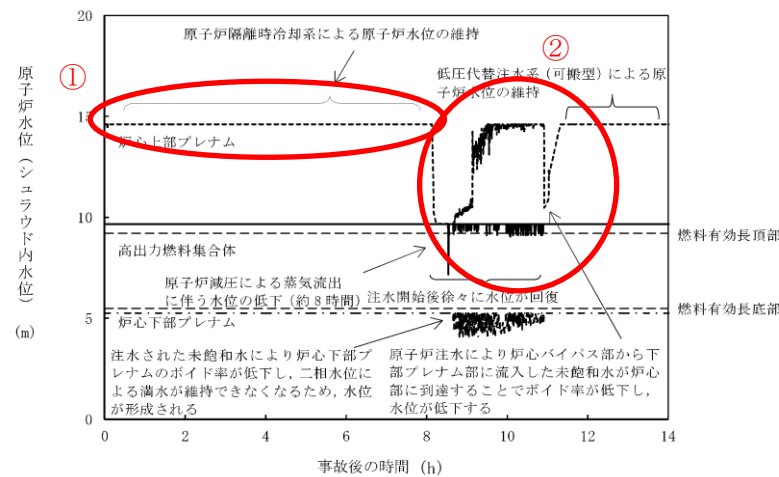
第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移



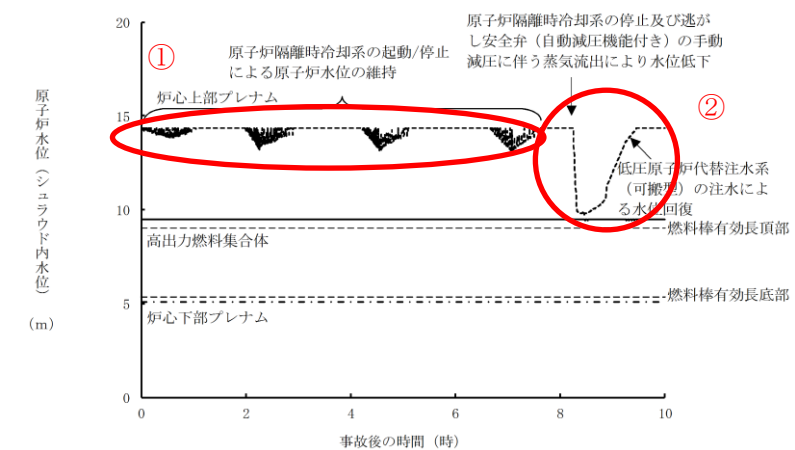
第 2.3.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



第 2.3.1.8 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



第 2.3.1-5 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移

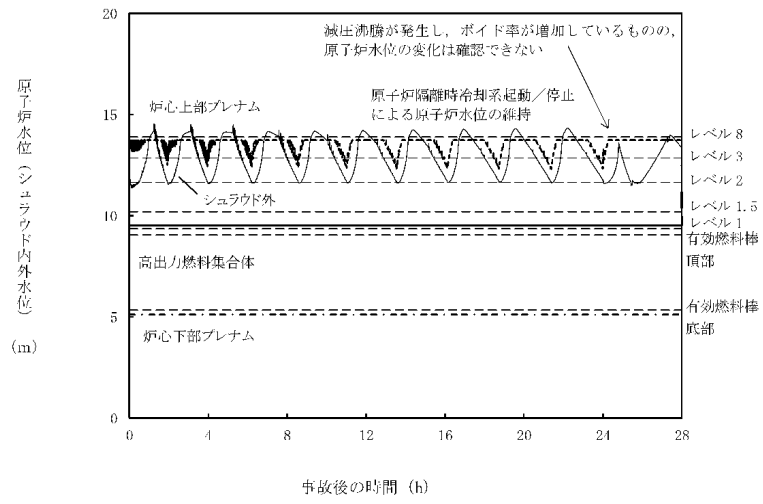


第 2.3.1.2-1(2) 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移

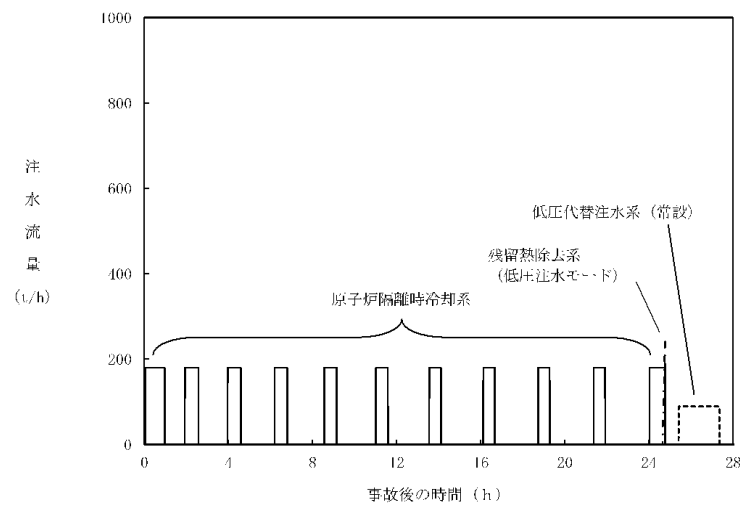
・解析結果の相違  
【東海第二】  
①原子炉隔離時冷却系による注水開始以降の原子炉水位維持範囲の違いにより柏崎6/7及び島根2号炉は炉心上部プレナム水位が一時的に満水位置を下回る結果となっている。

【東海第二】  
②原子炉減圧の弁数及び原子炉注水特性の相違に起因する原子炉水位の低下、回復速度の相違。

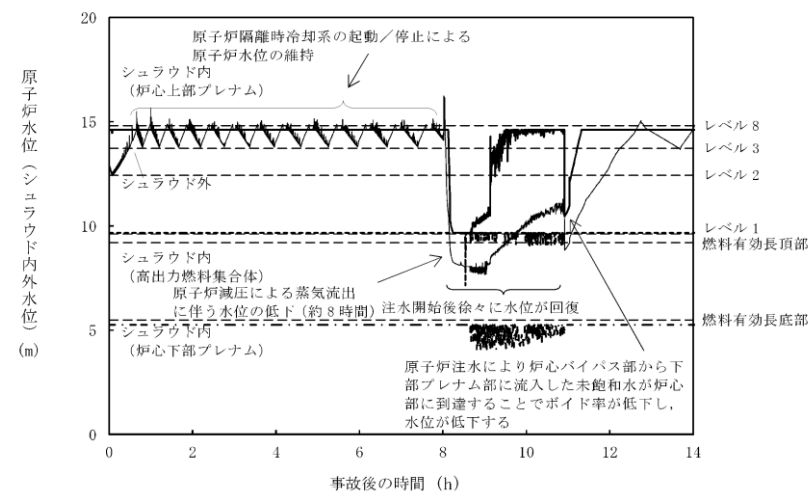
・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】



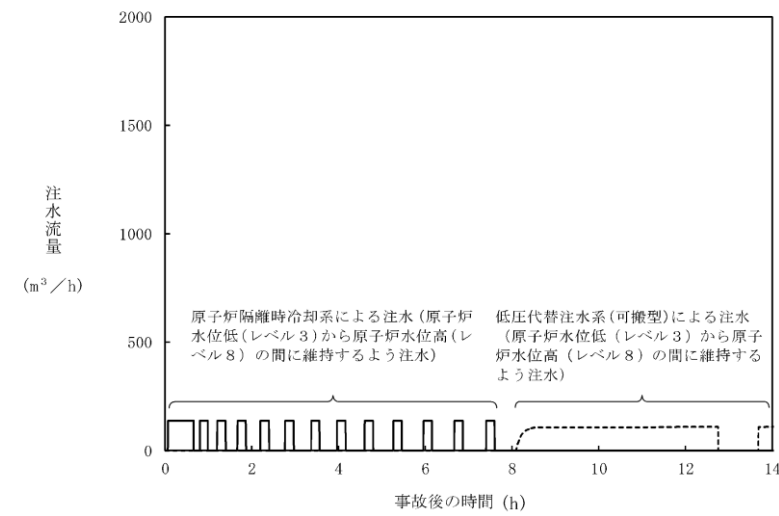
第 2.3.1.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



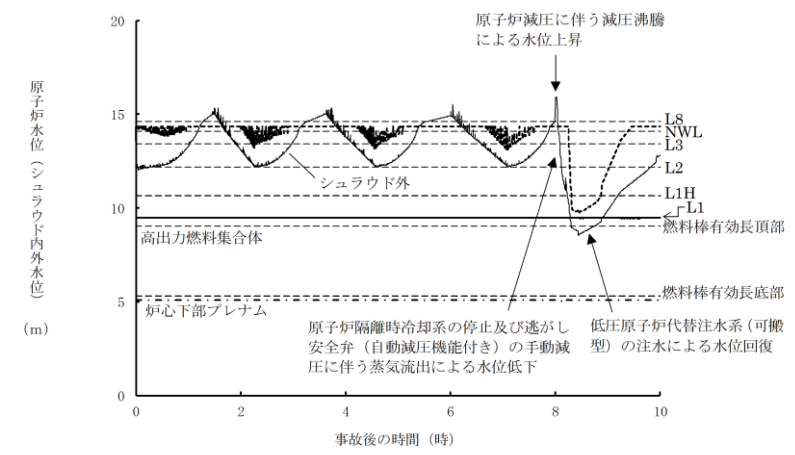
第 2.3.1.10 図 注水流量の推移



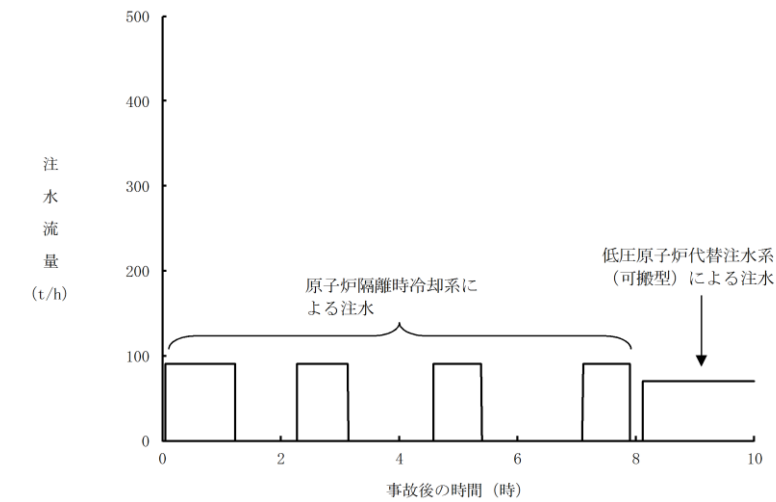
第 2.3.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



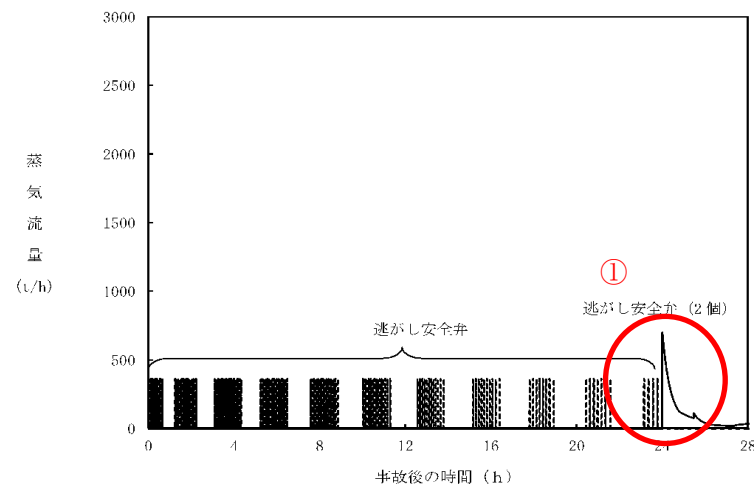
第 2.3.1-7 図 注水流量の推移



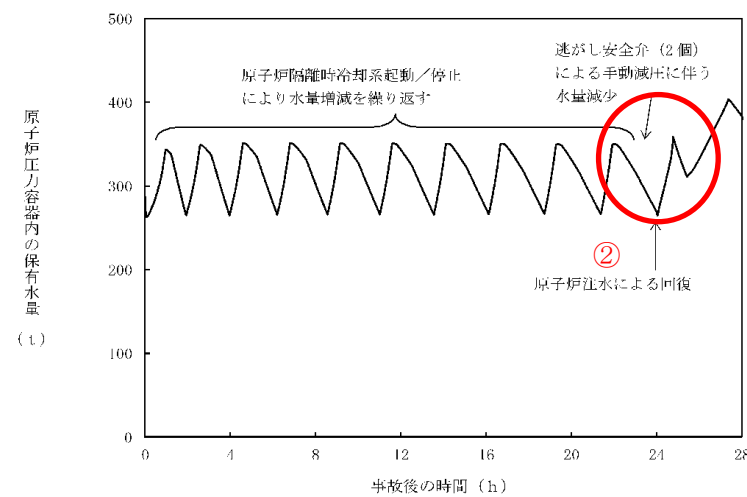
第 2.3.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



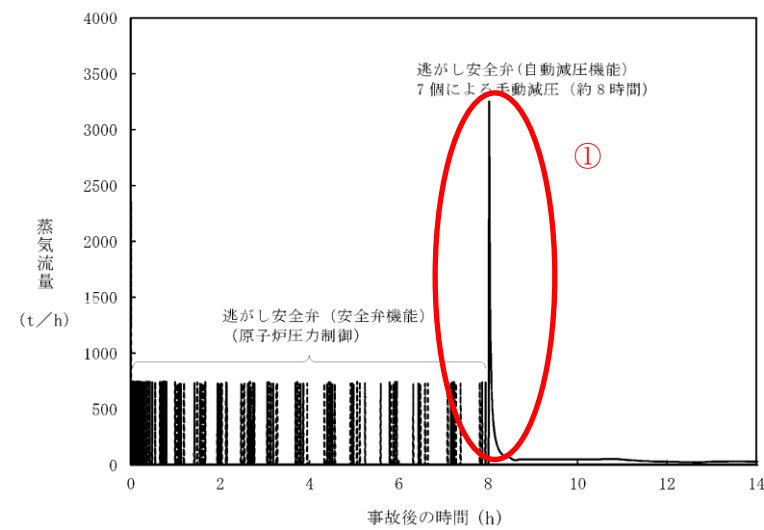
第 2.3.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



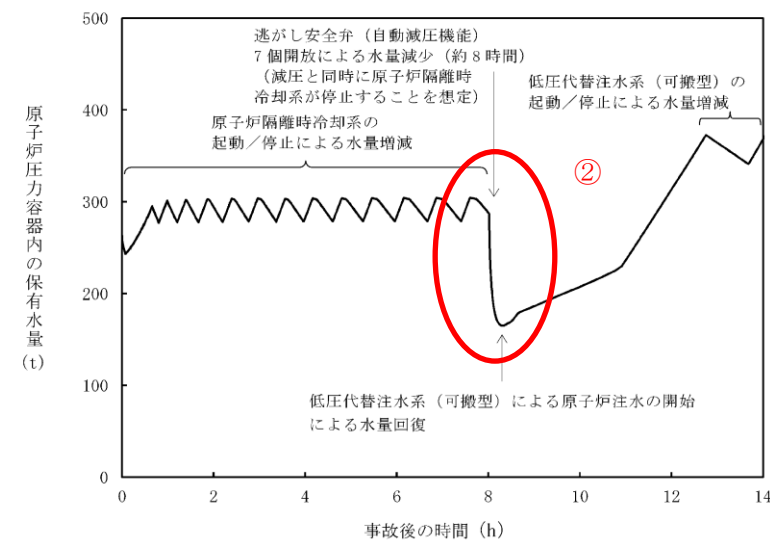
第 2.3.1.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



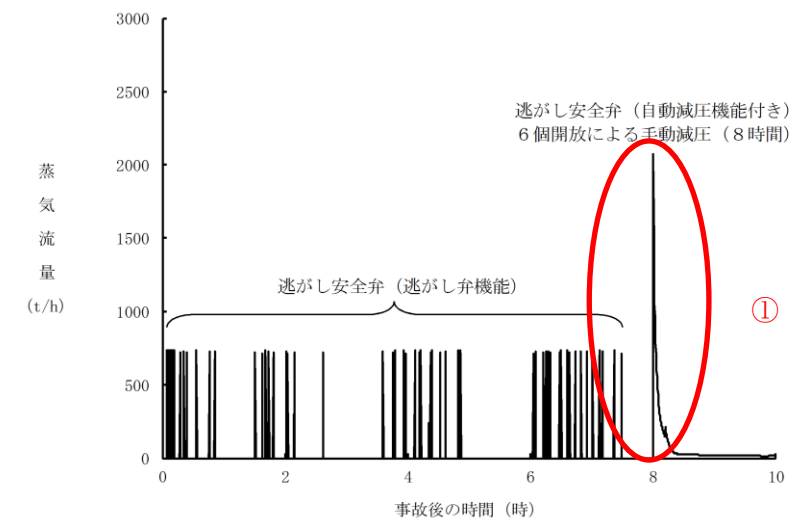
第 2.3.1.12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



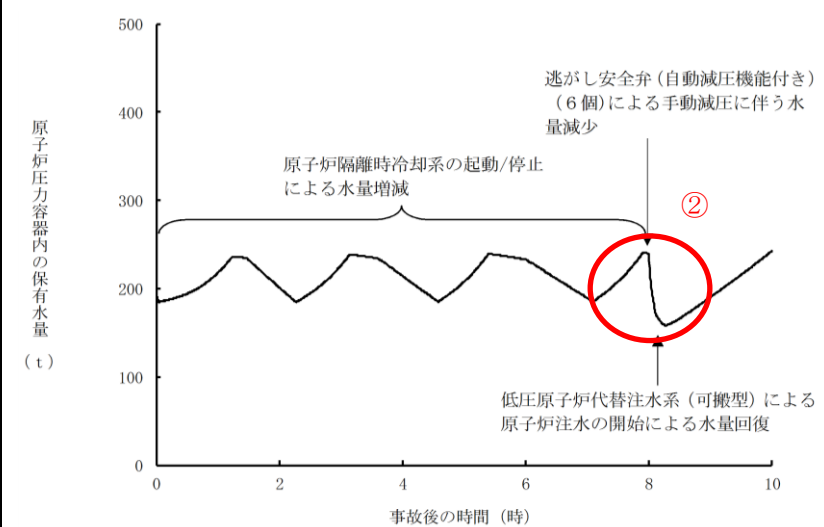
第 2.3.1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.1-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



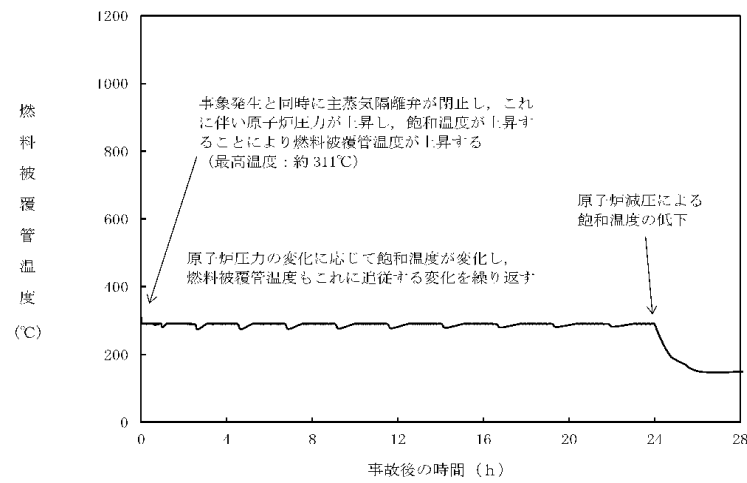
第 2.3.1.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



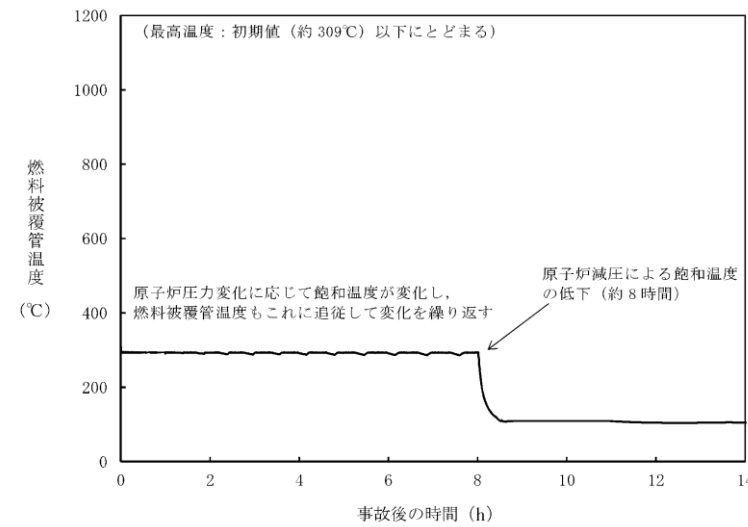
第 2.3.1.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・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差異。

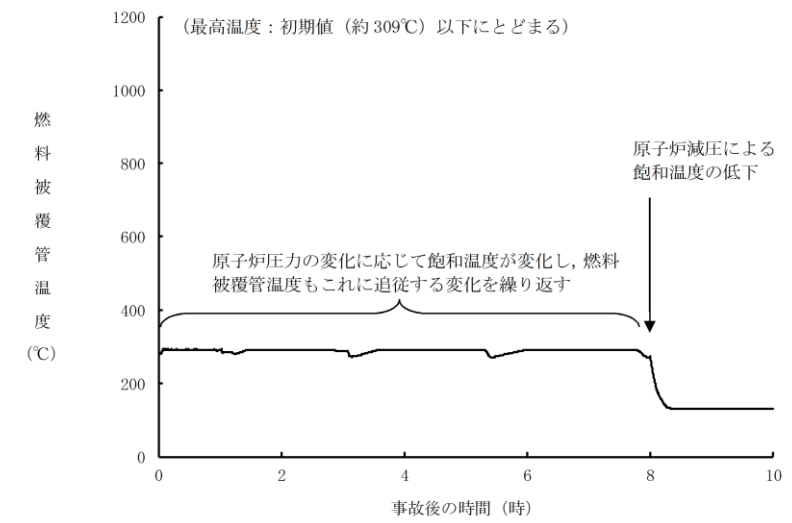
【柏崎6/7, 東海第二】  
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性の違いによる保有水量の減少量の相違。



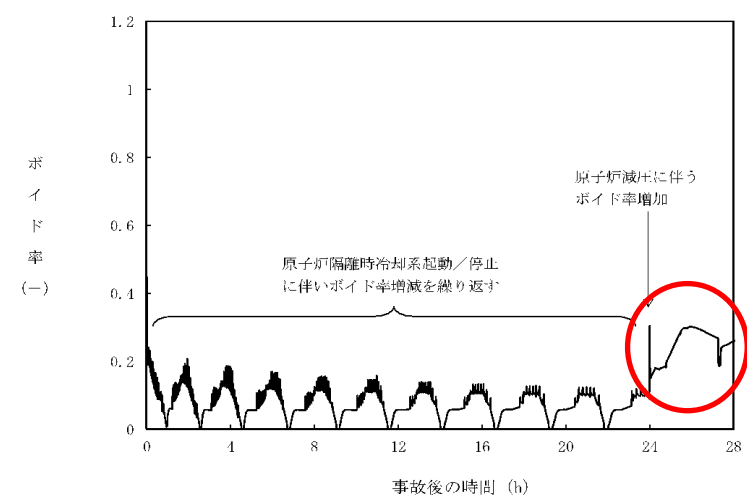
第 2.3.1.13 図 燃料被覆管温度の推移



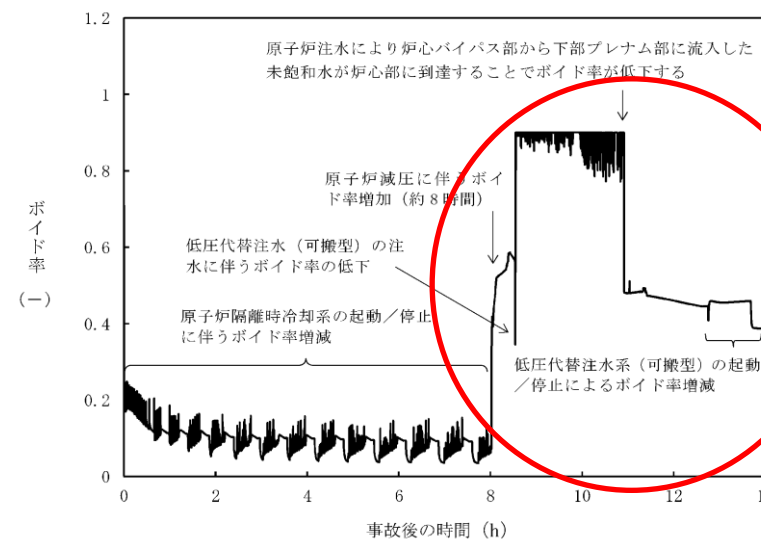
第 2.3.1-10 図 燃料被覆管温度の推移



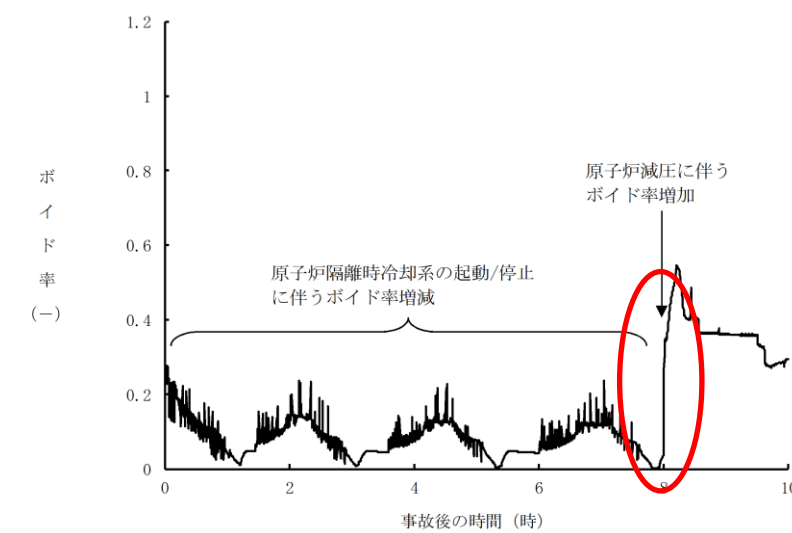
第 2.3.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.3.1.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

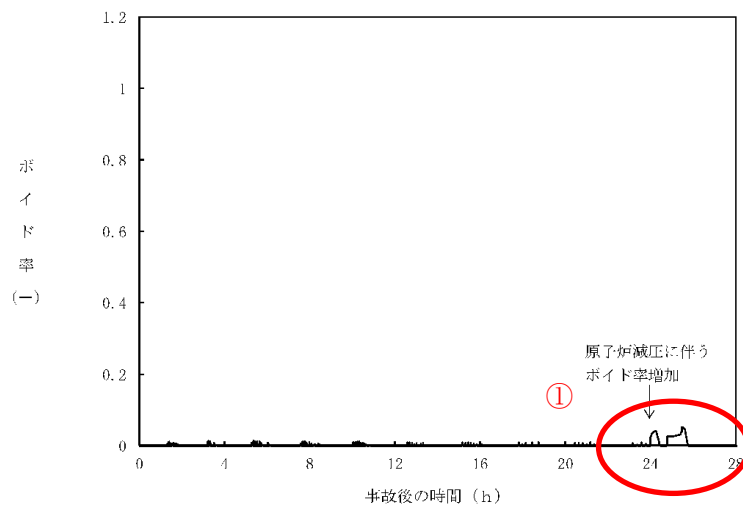


第 2.3.1-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

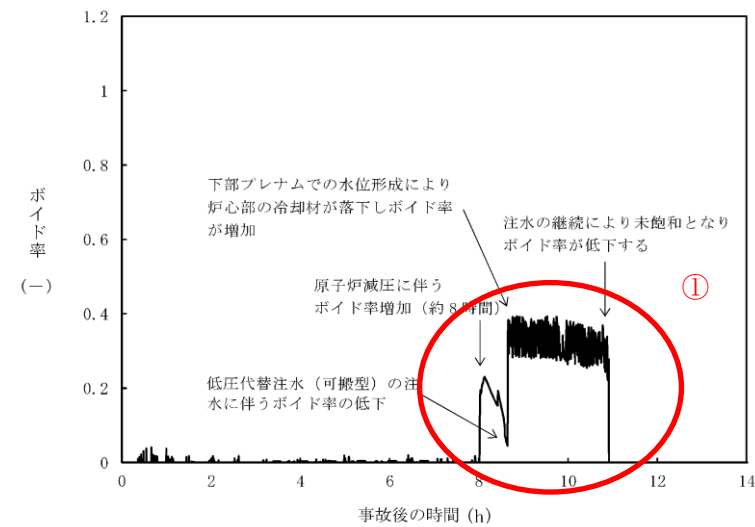


第 2.3.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

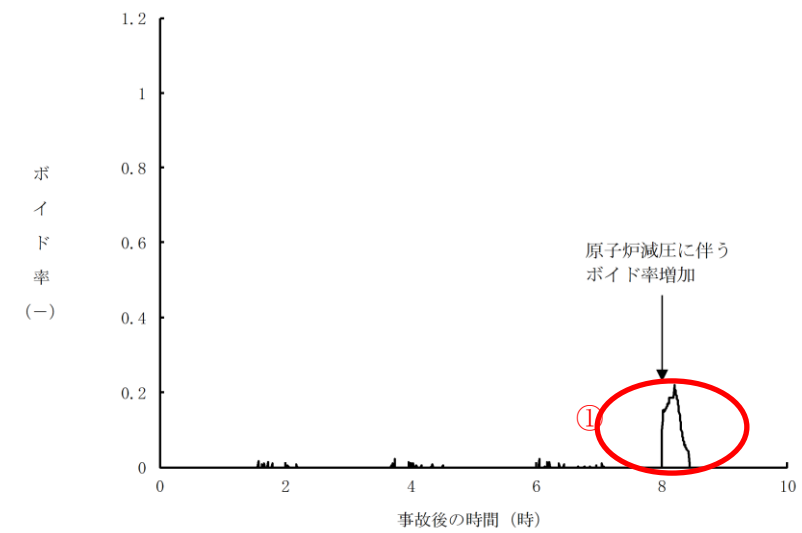
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
原子炉減圧に使用する弁数の違いによりボイド率が相違する。



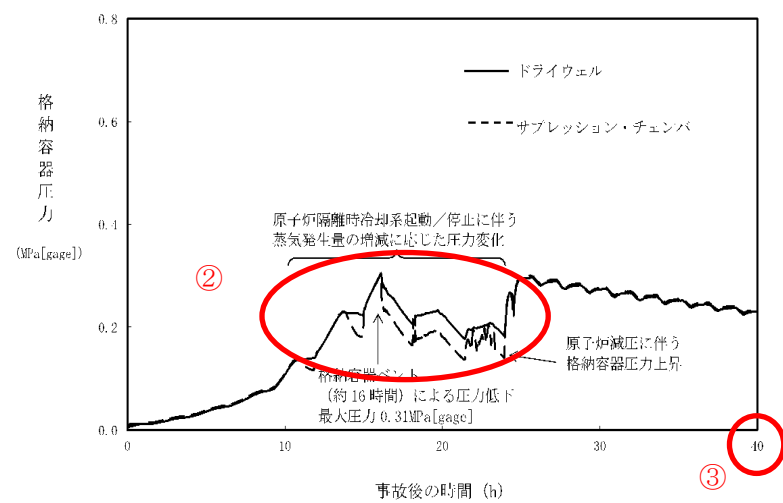
第 2.3.1.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



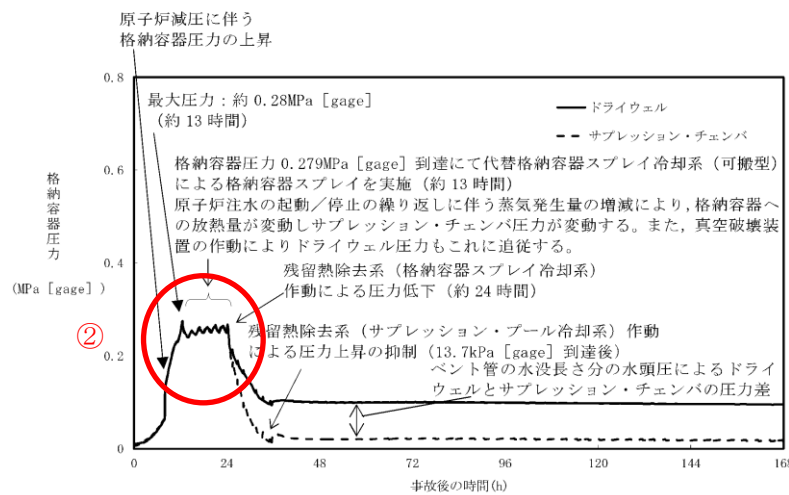
第 2.3.1-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



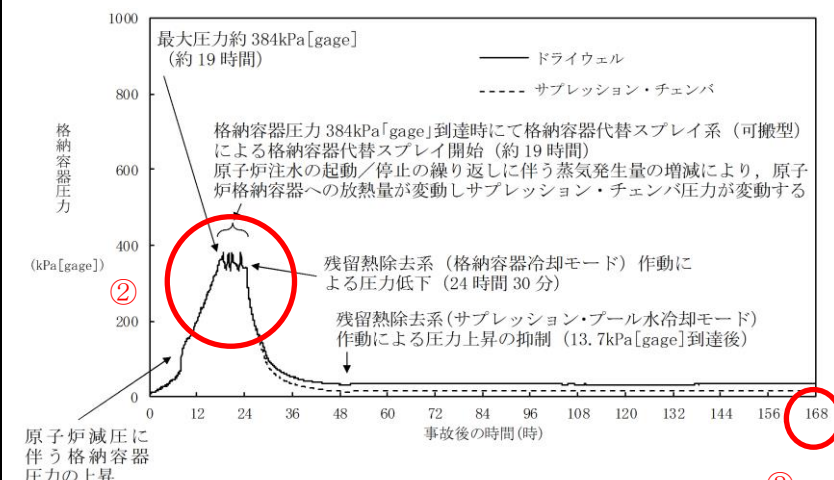
第 2.3.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.3.1.16 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.1-13 図 格納容器圧力の推移



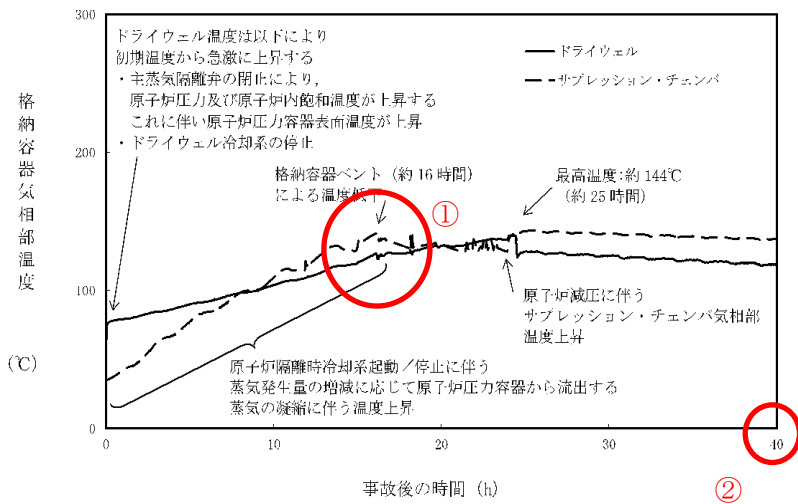
第 2.3.1.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移

・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りボイド率が相違する。

【柏崎 6/7, 東海第二】  
②島根 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ので、格納容器の圧力上昇が遅い。東海第二及び島根 2号炉は、格納容器スプレー実施基準到達により格納容器スプレーを実施する。

【柏崎 6/7】  
③解析時間の相違。

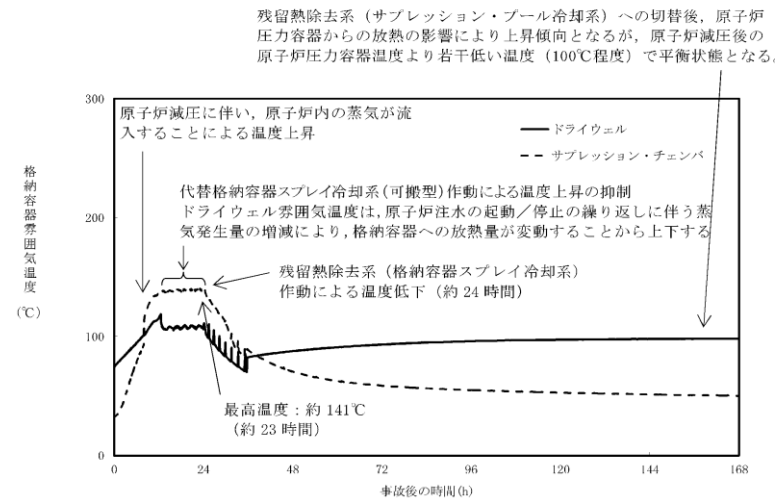




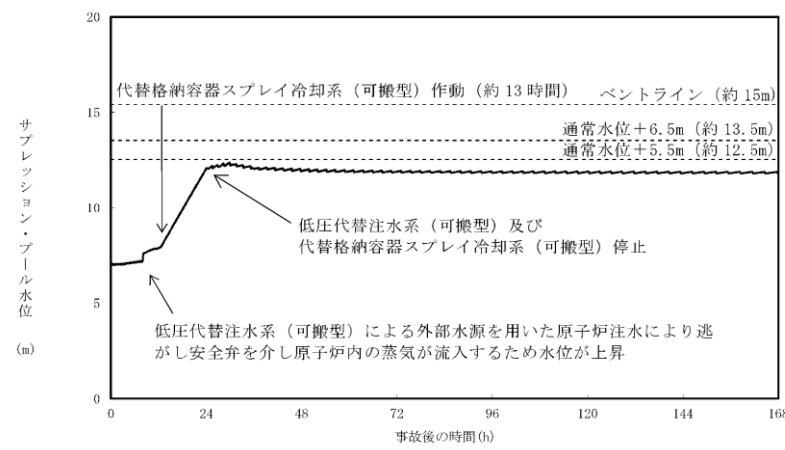
第 2.3.1.17 図 格納容器気相部温度の推移



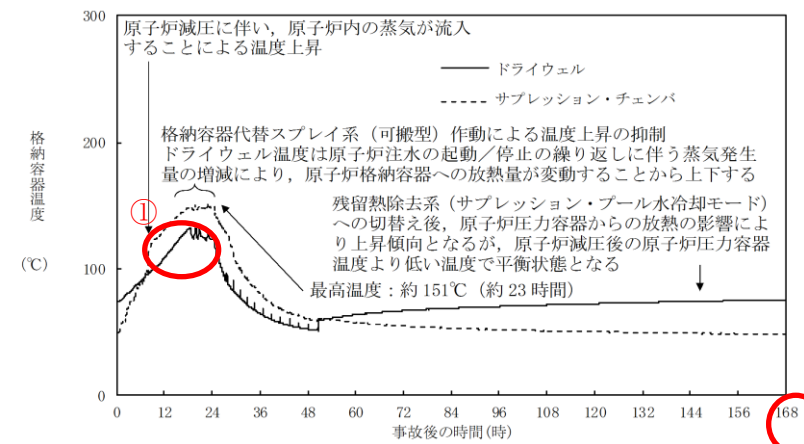
第 2.3.1.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



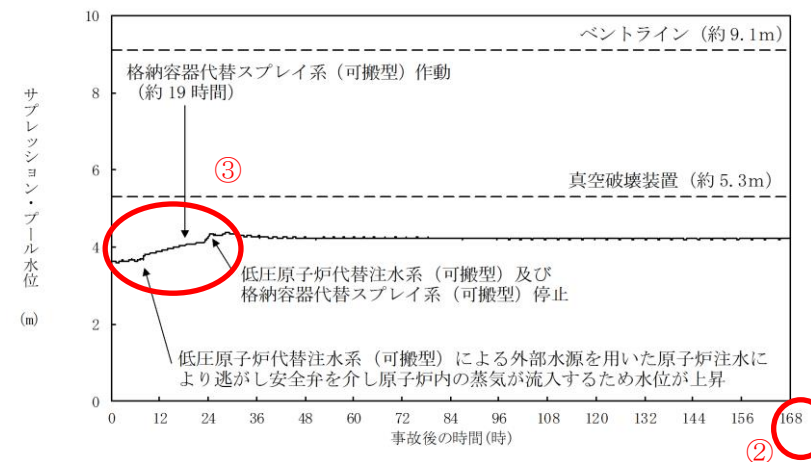
第 2.3.1-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.1-15 図 サプレッション・プール水位の推移



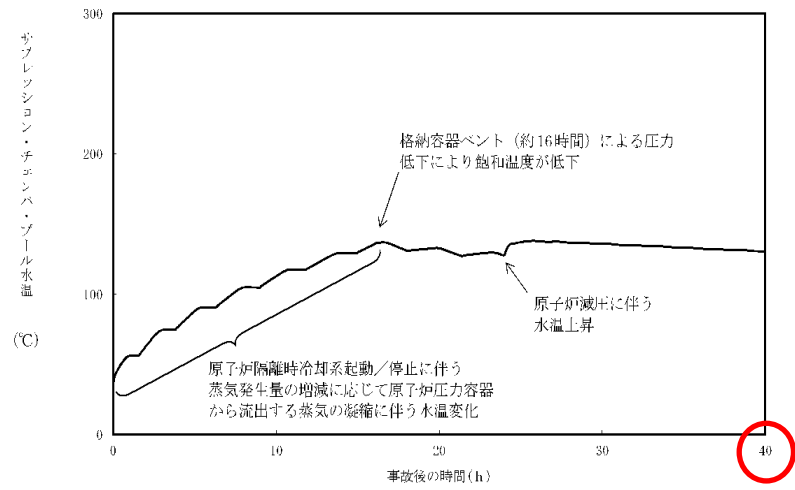
第 2.3.1.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.3.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移

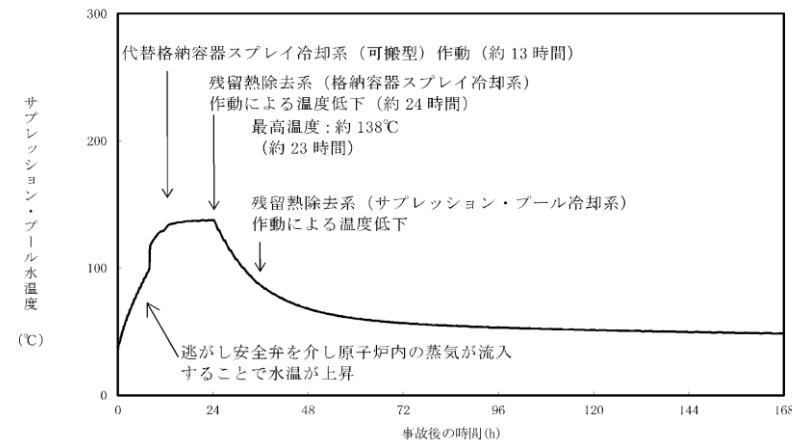
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】  
①東海第二及び島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。  
【柏崎 6/7】  
②解析時間の相違。

【柏崎 6/7】  
③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、サブプレッション・プール水位が上昇する。

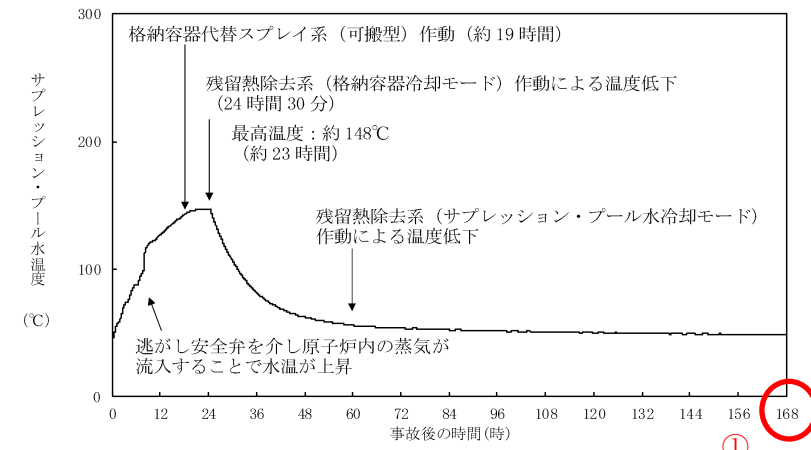


①

第 2.3.1.19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 2.3.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



①

第 2.3.1.2-1(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 解析時間の相違。

第2.3.1.1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の重大事故等対策について

手続	手続	手続	手続	手続
外部電源喪失及び原子炉スクラム動作	外部電源喪失及び原子炉スクラム動作	外部電源喪失及び原子炉スクラム動作	外部電源喪失及び原子炉スクラム動作	外部電源喪失及び原子炉スクラム動作
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
直流電源負荷切離し及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	直流電源負荷切離し及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	直流電源負荷切離し及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	直流電源負荷切離し及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	直流電源負荷切離し及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

① ②

第2.3.1-1表 全交流動力電源喪失（長期T.B）における重大事故等対策について（1/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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	原子炉炉水位異常低下（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サブレーション・チェンバ* 125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	-	原子炉炉水位（SA広帯域） 原子炉炉水位（SA燃料域）* 原子炉炉水位（広帯域）* 原子炉炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
直流電源負荷切離し	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の不要な負荷の切離しを実施し24時間において直流電源の供給を行う。	可搬型設備用軽油タンク	-	-
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）による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個による原子炉炉急減圧を実施する。	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）*	-	原子炉炉圧力（SA） 原子炉炉圧力*

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2.3.1.1-1表 「全交流動力電源喪失（長期T.B）」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	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。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】* サブレーション・チェンバ* B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池（R C I C） SA用115V系蓄電池	-	原子炉炉水位（SA） 原子炉炉水位（広帯域）* 原子炉炉水位（燃料域）* 【原子炉隔離時冷却系】* SA用115V系蓄電池
直流電源負荷切離し及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替えを実施し24時間において直流電源の供給を行う。所内常設蓄電池式直流電源設備切替操作（B-115V系蓄電池からB-115V系蓄電池（SA））を実施する前、計装設備の直流電源切替操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を実施する。また、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急減圧操作を実施する前には、逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。	B-115V系蓄電池* B-115V系蓄電池（SA） 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	原子炉建物原子炉内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びF L S R注水隔離弁）の手動開閉操作を実施する。屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 大量送水車 タンクローリ	-	-

① 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）

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処設備として位置付けるものを明確化している。  
【東海第二】  
②島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。



第2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失(長期TB)における重大事故等対策について(2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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に、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ボローリ	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用)
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却	格納容器圧力が0.279MPa [gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を継続する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ボローリ	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 原子炉水位(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)* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量(常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用)
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系(低圧注水系)* 残留熱除去系海水系* サブレーション・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処設備に位置付けるもの

第2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失(長期TB)」の重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブレーション・プールの水温度100℃で、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個による自動減圧を行う。	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)* B1-115V系蓄電池(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* サブレーション・プールの水温度(SA)
低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	B1-115V系蓄電池(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa [gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系(可搬型)により原子炉格納容器冷却を実施する。また、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水を継続する。	B1-115V系蓄電池(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	ドライウエル圧力(SA) サブレーション・チェンバ圧力(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)

※：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

②

【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第 2.3.1.1-1 表 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 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	計装設備
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	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。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) * 残留熱除去海水系 * サブレーション・チェンバ* 略油貯蔵タンク	残留熱除去系系統流量* ドラウウェル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 ドラウウェル雰囲気温度 サブレーション・チェンバ雰囲気温度 サブレーション・プールの水温度
		* 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	

②

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (長期 T B)」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	計装設備
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 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】* 【原子炉補機冷却系】* サブレーション・チェンバ*	ドラウウェル温度 (S A) ドラウウェル圧力 (S A) サブレーション・チェンバ圧力 (S A) サブレーション・プールの水温度 (S A) 【残留熱除去ポンプ出口流量】*
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 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】* 【原子炉補機冷却系】* サブレーション・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 2.3.1.2 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)) (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	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータースカート 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	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	① 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 <sup>3</sup>	② ドライウエル内体積の設計値 (全積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)	空間部：5.960m <sup>3</sup> 液相部：3.580m <sup>3</sup>	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-サブプレッジョン・ チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッジョン・チェン バ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水位として設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (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)	-
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 <sup>3</sup>	設計値
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4.100m <sup>3</sup> 液相部：3.300m <sup>3</sup>	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限値として設定)

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (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	通常運転水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 <sup>4</sup> t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等で あり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、 また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きくなり、燃料被 覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A 型)を設定
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 <sup>3</sup>	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 (サブプレッジョン・チェ ンバ)	空間部：4.700m <sup>3</sup> 液相部：2.800m <sup>3</sup>	③ サブプレッジョン・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 ジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値として設定

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

第2.3.1.2 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)) (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・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℃ 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	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
	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て設定
	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

第2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (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 ③
	サブプレッジョン・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限值) 通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限值として設定
	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
事故条件	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℃ 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
	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て設定
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	

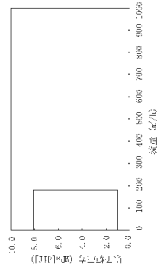
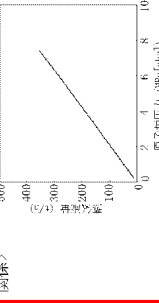
第2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (2 / 5)

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	5 kPa [gage] 通常運転時の格納容器圧力として設定
事故条件	格納容器温度	57℃ 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 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
	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

・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。



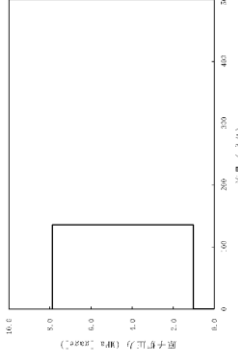
第2.3.1.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (3/5)

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 <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	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
	自動減圧機能付逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急減圧 <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き蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

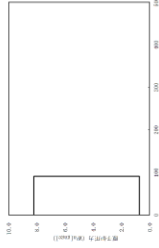
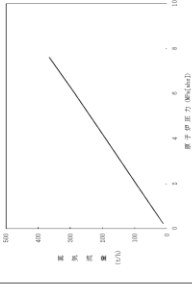
⑤

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (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 <sup>3</sup> /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (3/5)

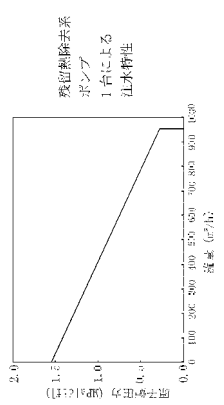
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m <sup>3</sup> /h (8.21~0.74MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定
	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開することによる原子炉急減圧 <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

重大事故等対策に関連する機器条件

⑤

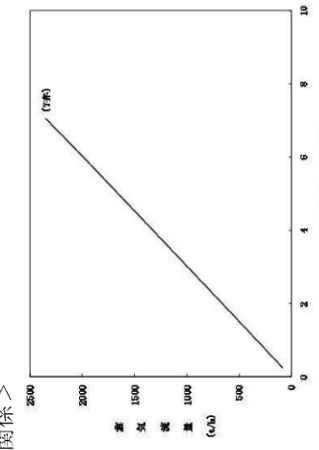
・解析条件の相違  
【東海第二】  
⑤柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

第 2.3.1.2 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)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水モード)	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[diff]において) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
低圧代替注水系 (常設)	か心を冠水維持可能な注水量で注水	約 90m <sup>3</sup> /h にて前燃熱相当量を注水するものとして設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧後、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手動起動し、954m<sup>3</sup>/h にて原子炉格納容器内にスプレイ</li> <li>伝熱容量は、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</li> </ul>	残留熱除去系の設計値として設定
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操作 (流路面積 70% 開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
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


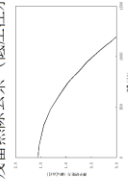
重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (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	<p>安全弁機能</p> <p>7. 79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開することによる原子炉急減圧</p> <p>&lt; 原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係 &gt;</p> 	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		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

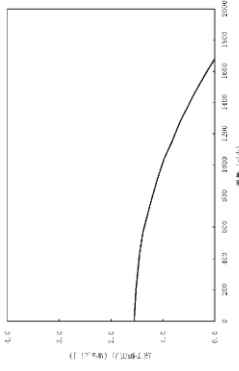
⑤

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (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	<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</p> <p>70m<sup>3</sup>/h にて注水 (格納容器スプレイ実施前)</p> <p>30m<sup>3</sup>/h にて注水 (格納容器スプレイ実施後)</p> <p>120m<sup>3</sup>/h にて原子炉格納容器内へスプレイ</p> <p>1. 136m<sup>3</sup>/h (0.14MPa[diff] において) (最大)</p> <p>1. 193 m<sup>3</sup>/h にて注水</p>	<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p>  <p>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</p> <p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定</p> 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)		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 (低圧注水モード)		残留熱除去系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 (サブプレッジョン・プール冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> <li>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<sup>3</sup>/h にて原子炉格納容器内にスプレイ</li> <li>伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 9MW (サブプレッジョン・プール水温 52℃、海水温度 30℃) において</li> </ul>	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2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (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 残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,676m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /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43MW (サプレッション・プールの水温100℃, 海水温度32℃において)	残留熱除去系 (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2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (6/7)

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	最大 $110\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 可搬型代替注水中型ポンプ2台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	
	$50\text{m}^3/\text{h}$ (格納容器スプレイ実施後)	
	$130\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内へスプレイ	

・解析条件の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】



第 2.3.1.2 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)) (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	本事故シーケンスの前提条件として設定
	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	格納容器圧力 0.31MPa [gauge] 到達時
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後
	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	事象発生 24 時間後
	低圧代替注水系 (常設) 起動操作	事象発生 24 時間後
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作	事象発生約 25 時間後

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (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する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	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 8 時間 1 分後
	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	格納容器圧力 0.279MPa [gauge] 到達時
	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	事象発生 24 時間 10 分後

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (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	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 8 時間後 (サブプレッション・ブール水温度 100°C 到達)
	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	格納容器圧力 38kPa [gauge] 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	事象発生 24 時間 30 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	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

・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 style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.2</p> <p>蓄電池による給電時間評価結果について (6号炉)</p> <p>非常用の常設直流電源設備として<u>直流125V蓄電池4系統、常設代替直流電源設備として直流125V蓄電池1系統を有している。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は<u>直流125V主母線盤Aに接続されており、非常用の常設直流電源設備である直流125V蓄電池Aより給電される。</u>全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉注水が行われる。電源供給開始から8時間後に、負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である<u>直流125V蓄電池A-2に切替え11時間稼働する。</u>その後、電源を常設代替直流電源設備であるAM用直流125V蓄電池に切替え5時間稼働する。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.2</p> <p>蓄電池による給電時間評価結果について</p> <p><u>全交流動力電源喪失時の対応に必要な直流電源負荷については、125V系蓄電池A系及び125V系蓄電池B系から電源供給される。</u></p> <p>また、原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は、<u>直流125V主母線盤2Aに接続されており、全交流動力電源喪失時においては、125V系蓄電池A系からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉への注水が行われる。</u></p> <p><u>全交流動力電源喪失時には、直流125V主母線盤2A及び直流125V主母線盤2Bに接続する負荷について、事象発生1時間後までに中央制御室内にて、事象発生8時間後には現場分電盤にて手動切離操作を行うことで、その後16時間にわたり全交流動力電源喪失時の対応に必要な各負荷に電源を供給するものとして容量評価を行う。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.1</p> <p>蓄電池による給電時間評価結果について</p> <p>非常用の常設直流電源設備として、<u>直流230V蓄電池1系統、直流115V蓄電池3系統、直流±24V蓄電池2系統及び常設代替直流電源設備として、直流115V蓄電池1系統を有している。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の運転に係る動力負荷は<u>230V系直流盤(RCIC)に、制御負荷はB-115V系直流盤にそれぞれ接続されており、所内常設蓄電式直流電源設備である、230V系蓄電池(RCIC)及びB-115V系蓄電池より給電される。</u></p> <p>全交流動力電源喪失時においては、<u>同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉注水が行われる。</u></p> <p><u>230V系蓄電池(RCIC)については、負荷制限及び電源切替えなしで24時間電源供給が可能な設計としている。</u>B-115V系蓄電池については、<u>電源供給開始から8時間後に、負荷制限を実施して電源を所内常設蓄電式直流電源設備であるB1-115V系蓄電池(SA)に切替えて16時間稼働する。</u></p> <p>また、<u>高圧原子炉代替注水系の運転操作に係る負荷は、常設代替直流電源設備であるSA用115V系蓄電池に接続されており、全交流動力電源喪失時においては、SA用115V系蓄電池からの電源供給により、高圧原子炉代替注水系が起動し、24時間にわたり原子炉への注水が行われる。</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉はHPCS, RCIC, 中性子計装用に専用の蓄電池を設置している。</p> <p>【東海第二】 島根2号炉はRCIC用に専用の蓄電池を設置している。</p> <p>・設備及び運用の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は全交流動力電源喪失後8時間まで、重大事故等対処設備として使用するB-115V系蓄電池の負荷切離しを実施しない。また、重大事故等対処設備として使用する230V系蓄電池(RCIC)については、全交流動力電源喪失後24時間まで、負荷切離しを必要とせず電源供給可能な容量を有している。</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は高圧原子炉代替注水系の電源についてあわせて記載している。東海第二は添付資料2.3.2.1に記載</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>上記運転方法に必要な負荷容量が<u>直流 125V 蓄電池 A で約 5,942Ah, 直流 125V 蓄電池 A-2 で約 3,604Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,597Ah</u>であることに對し, <u>蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 A で約 6,000Ah, 直流 125V 蓄電池 A-2 で約 4,000Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah</u>であることから, 電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。</p>	<p><u>125V 系蓄電池 A 系の必要負荷容量は約 5,284Ah<sup>*1</sup>となり, 125V 系蓄電池 A 系の容量は 6,000Ah<sup>*2</sup>であることから, 24 時間にわたり原子炉隔離時冷却系の運転継続を含む全交流動力電源喪失時の対応に必要な負荷への電源供給が可能である。(第 1 表, 第 1 図)</u></p> <p><u>また, 125V 系蓄電池 B 系の必要負荷容量は約 5,171Ah となり, 125V 系蓄電池 B 系の容量は 6,000Ah<sup>*2</sup>であることから, 24 時間にわたり全交流動力電源喪失時の対応に必要な負荷への電源供給が可能である。(第 2 表, 第 2 図)</u></p>	<p>上記運転方法に必要な負荷容量が <u>230V 系蓄電池 (RCIC) で約 1,429Ah<sup>*1</sup>, B-115V 系蓄電池で約 2,956Ah<sup>*1</sup>, B1-115V 系蓄電池 (SA) で約 1,462Ah<sup>*1</sup>, SA 用 115V 系蓄電池で約 1,474Ah<sup>*2</sup>であることに對し, <u>230V 系蓄電池 (RCIC) で約 1,500Ah<sup>*3</sup>, B-115V 系蓄電池で約 3,000Ah<sup>*3</sup>, B1-115V 系蓄電池 (SA) で約 1,500Ah<sup>*3</sup>, SA 用 115V 系蓄電池で 1,500Ah<sup>*3</sup>であることから, 電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。</u></u></p>	<p>・設備の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b> 島根 2 号炉の HPAC ポンプは水源が S/C のため, S/C の水温が上昇した場合, HPAC ポンプを停止する運用としている。このため, HPAC の運転継続は 8 時間としているが, 蓄電池の容量評価上 RCIC と同じ 24 時間運転を考慮する。</p> <p>・設備の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7】</b> 給電を想定している負荷は島根 2 号炉と同様に RCIC, HPAC, 非常用照明設備, 計装設備, 制御装置等であり, 島根 2 号炉と同等の負荷であるが, 柏崎 6/7 の制御回路はデジタル制御であり多重伝送装置等が必要になり, 島根 2 号炉のアナログ制御と必要容量が異なる。また, 島根 2 号炉は RCIC の動力電源に 230V 蓄電池を使用している。</p> <p><b>【東海第二】</b> 給電を想定している負荷は島根 2 号炉と同様に RCIC, HPAC, 非常用照明, 計装設備, 制御設備である。さらに島根 2 号炉では自主設備(手動操作)としている代替窒素ガス供給系に該当す</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>※1 全交流動力電源喪失（長期TB）においては事象発生約8時間後、全交流動力電源喪失（TBP）においては事象発生約3時間後に、<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）</u>による原子炉注水を開始し、原子炉隔離時冷却系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、原子炉隔離時冷却系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。</p>	<p>※1 全交流動力電源喪失（長期TB）においては事象発生約8時間後、全交流動力電源喪失（TBP）においては事象発生約2時間20分後に、<u>大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水を開始し、原子炉隔離時冷却系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、原子炉隔離時冷却系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。</p> <p>※2 <u>全交流動力電源喪失（TBU/TBD）においては事象発生約8.3時間後、大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始し、高圧原子炉代替注水系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、高圧原子炉代替注水系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。</u></p>	<p>る非常用逃がし安全弁駆動系電動弁、データ伝送装置等がある。また、東海第二は想定負荷に将来の負荷余裕分を見込んでおり、必要容量が異なる。島根2号炉は必要な負荷を精査しており、余裕の見込み方が異なるが、現在の設計において、SA対応は可能である。また、データ伝送装置については230V系蓄電池（常用）により電源供給している。なお、島根2号炉はRCICの動力電源に230V蓄電池を使用している。</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 必要負荷及び電源系統構成の相違</p> <p>・解析の相違 【東海第二】 島根2号炉は長期TBにおいて約8時間、TBPにおいて約1.4時間、原子炉隔離時冷却系を使用する。</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉は高圧原子炉代替注水系の電源についてあわせて記載している。東海第二は添付資料2.3.2.1に記載</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>(1) 非常用の常設直流電源設備仕様</p> <p>名称：<u>直流 125V 蓄電池 A</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 6,000Ah</u>  設置場所：<u>コントロール建屋地下中 2 階 (T. M. S. L. +0. 1m)</u></p> <p>名称：<u>直流 125V 蓄電池 A-2</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 4,000Ah</u>  設置場所：<u>コントロール建屋地下 1 階 (T. M. S. L. +6. 5m)</u></p> <p>(2) <u>常設代替直流電源設備仕様</u>  名称：<u>AM 用直流 125V 蓄電池</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 3,000Ah</u>  設置場所：<u>原子炉建屋 4 階 (T. M. S. L. +31. 7m)</u></p>	<p>※2 蓄電池については、使用開始から寿命までの間、使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0. 8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることで、余裕を持った容量を設定している。</p> <p>(1) 所内常設直流電源設備の仕様</p> <p>a. <u>125V 系蓄電池 A 系</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 6,000Ah</u>  設置場所：<u>原子炉建屋付属棟中 1 階</u></p> <p>b. <u>125V 系蓄電池 B 系</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 6,000Ah</u>  設置場所：<u>原子炉建屋付属棟 1 階</u></p>	<p>※3 蓄電池については、使用開始から寿命までの間、使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0. 8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることで、余裕を持った容量を設定している。</p> <p>(1) 所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備仕様</p> <p>名称：<u>230V 系蓄電池 (R C I C)</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 1,500Ah</u>  設置場所：<u>廃棄物処理建物地下中 1 階 (EL. 12. 3m)</u></p> <p>名称：<u>B-115V 系蓄電池</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 3,000Ah</u>  設置場所：<u>廃棄物処理建物地下中 1 階 (EL. 12. 3m)</u></p> <p>名称：<u>B1-115V 系蓄電池 (S A)</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 1,500Ah</u>  設置場所：<u>廃棄物処理建物地下中 1 階 (EL. 12. 3m)</u></p> <p>名称：<u>SA 用 115V 系蓄電池</u>  型式：鉛蓄電池  容量：<u>約 1,500Ah</u>  設置場所：<u>廃棄物処理建物 1 階 (EL. 15. 3m)</u></p>	<p>・設備の相違及び設備設置場所の相違  【柏崎 6/7, 東海第二】  設備仕様, 設置場所が異なる  島根 2 号炉で必要となる負荷に対する必要蓄電池容量については「重大事故等対処設備 57 条補足説明資料 57-3 容量設定根拠」に記載している。</p> <p>・設備の相違  【東海第二】  電源系統構成の相違</p>

第1表 125V系蓄電池A系 負荷容量評価

負荷名称	放電時間と放電電流 (A)							
	0~1分	1~60分	60~540分*5	540~1440分				
M/C・P/C遮断器の制御電源	□	□	□	□				
2C D/G初期励磁								
原子炉隔離時冷却系真空ポンプ								
原子炉隔離時冷却系復水ポンプ								
原子炉隔離時冷却系蒸気入口弁								
原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁								
その他 原子炉隔離時冷却系弁								
逃がし安全弁 (自動減圧機能) A系								
逃がし安全弁 (逃がし弁機能)								
その他の負荷*4								
合計 (A)					1,750	255	238	134

※3 2C D/G初期励磁は、M/C・P/C遮断器の制御電源 (遮断器投入・引外し) と同時に操作されることはなく、各動作時間は1分未満である。また、2C D/G初期励磁電流□はM/C・P/C遮断器の制御回路電流 (遮断器投入・引外し) より小さいため、電流値の大きいM/C・P/C遮断器の制御回路電流 (遮断器投入・引外し) に1分間電源給電するものとして蓄電池容量を計算する。

※4 その他の負荷の内訳は以下のとおり。  
無停電電源装置A, DB/SA分電盤 (区分I) (突合せ給電を除く), DB/SA分電盤 (区分I) (突合せ給電), 直流非常灯, 主蒸気ラインドレン弁, CUW系 電動弁, F RVS/SGTS CP-6A, DC制御他, 負荷余裕

※5 事象発生後8時間から負荷切離作業を実施するが、作業時間を考慮し9時間給電を継続するとして容量を計算している。

・記載表現の相違  
【東海第二】  
島根2号炉において蓄電池の負荷容量評価については57条にて記載

第2表 125V系蓄電池B系 負荷容量評価

負荷名称	放電時間と放電電流 (A)			
	0~1分	1~60分	60~540分 <sup>*8</sup>	540~1440分
M/C・P/C遮断器の制御電源				
2D D/G初期励磁				
逃がし安全弁(自動減圧機能)B系				
その他の負荷 <sup>*7</sup>				
合計(A)	1,200	237	220	139

※6 2D D/G初期励磁はM/C・P/C遮断器の制御電源(遮断器投入・引外し)と重なって操作されることはなく、各動作時間は1分未満である。また、2D D/G初期励磁電流 [ ] はM/C・P/C遮断器の制御回路電流(遮断器投入・引外し)より小さいため、電流値の大きいM/C・P/C遮断器の制御回路電流(遮断器投入・引外し)に1分間電源給電するものとして蓄電池容量を計算する。

※7 その他の負荷の内訳は以下のとおり。  
無停電電源装置B, DB/SA分離盤(区分II)(突合せ給電を除く), データ伝送装置, 直流非常灯, FRVS/SGTS CP-6B, DC制御他, 負荷余裕

※8 事象発生後8時間から負荷切離作業を実施するが、作業時間を考慮し9時間給電を継続するとして容量を計算している。

・記載表現の相違  
【東海第二】  
島根2号炉において蓄電池の負荷容量評価については57条にて記載



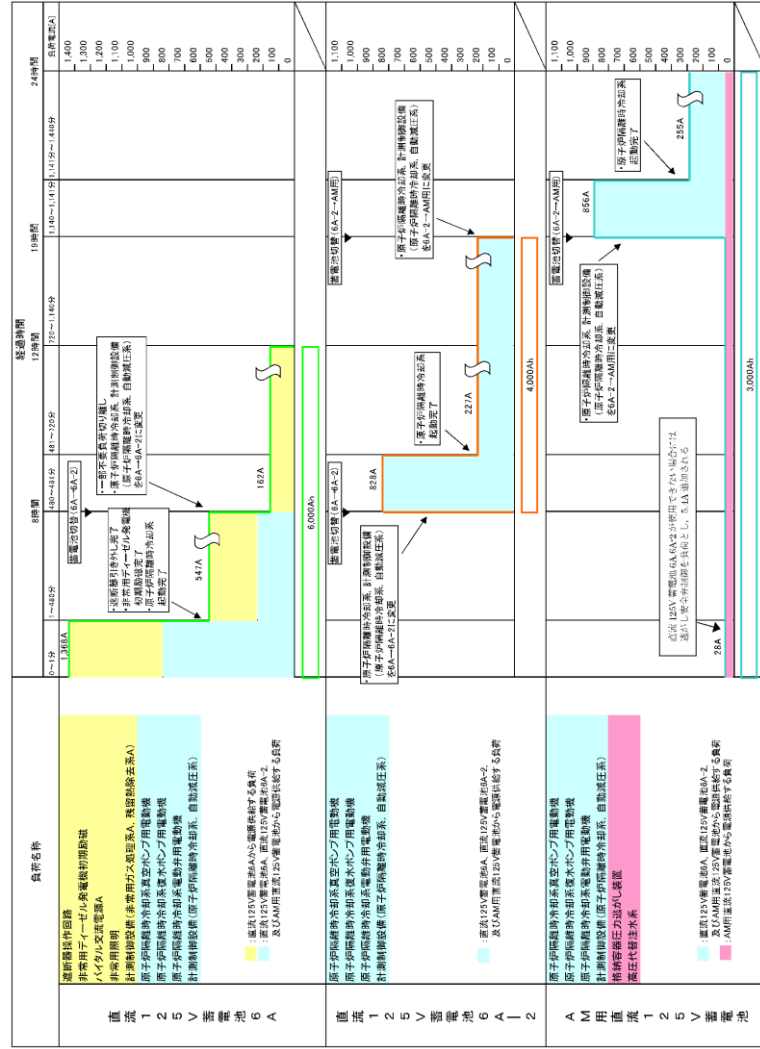
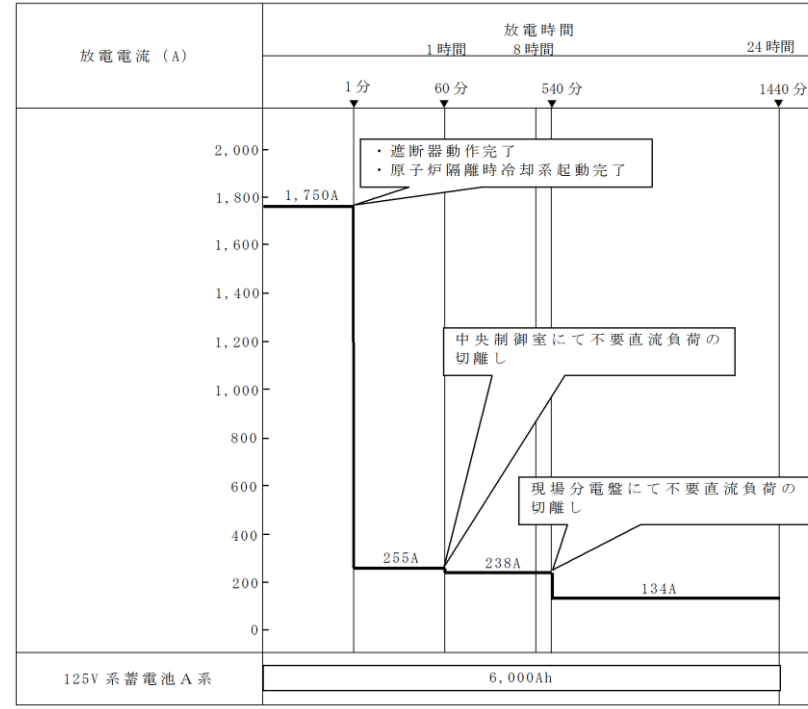
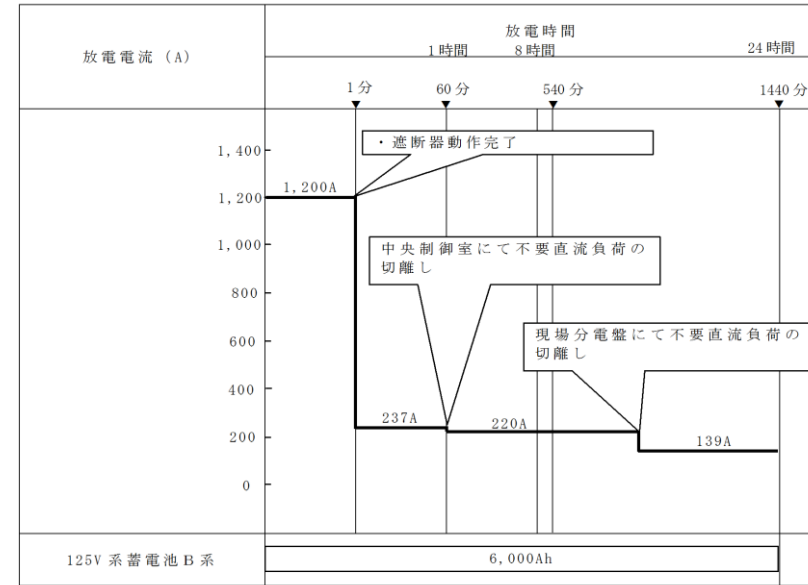


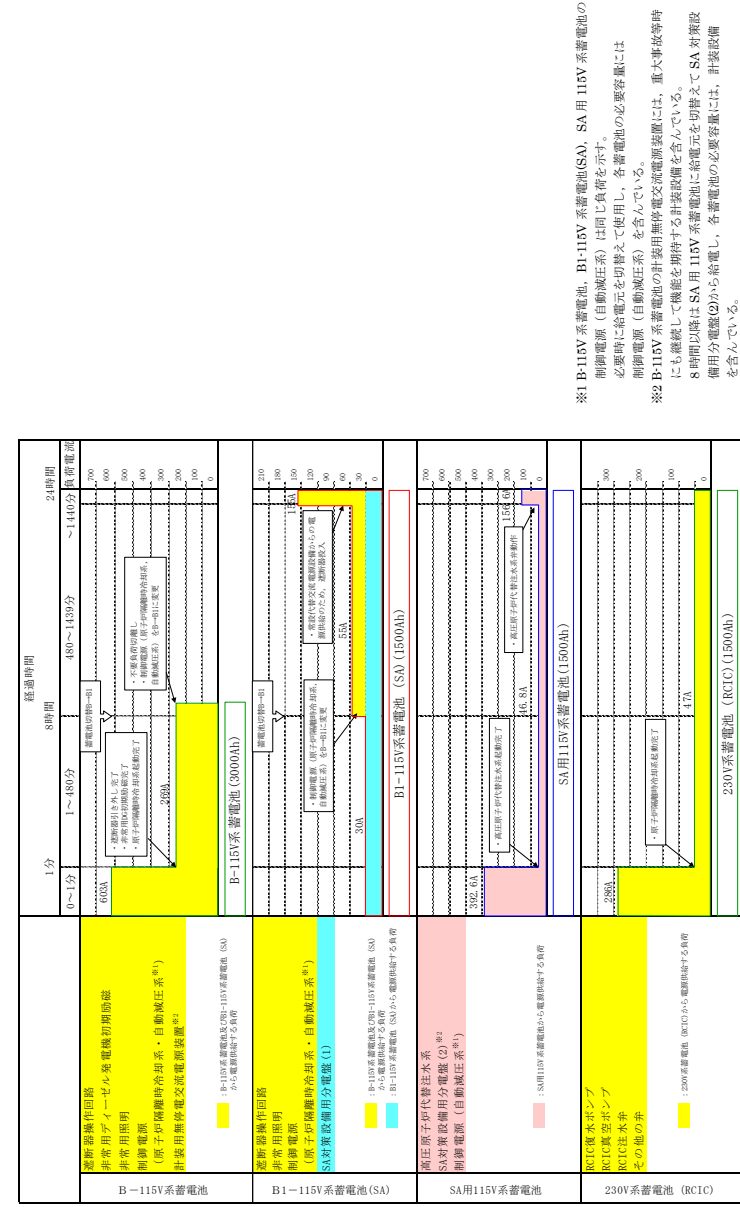
図 2.3.1.2-1 直流 125V 蓄電池 6A, 6A-2, AM 用直流 125V 蓄電池 負荷曲線



第 1 図 125V 系蓄電池 A 系 負荷曲線



第 2 図 125V 系蓄電池 B 系 負荷曲線



第 1 図 B-115V 系蓄電池, B 1-115V 蓄電池 (SA), SA 用 115V 蓄電池, 230V 蓄電池 (RCIC) 負荷曲線

・設備及び運用の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 必要負荷及び電源系  
 統構成が異なること  
 により、蓄電池負荷切替時  
 間が異なる。

※1 B-115V 系蓄電池, B-115V 系蓄電池(SA), SA 用 115V 系蓄電池の  
 制御電源 (自動減圧系) は同じ負荷を示す。  
 必要時に給電元を切替えて使用し、各蓄電池の必要容量には  
 制御電源 (自動減圧系) を含んでいる。  
 ※2 B-115V 系蓄電池の計測用無停電交流電源装置には、重大事故等時  
 にも継続して機能を保持する計測設備を含んでいる。  
 8時間切離しは SA 用 115V 系蓄電池に給電元を切替えて SA 社製設  
 備用分電盤(2)から給電し、各蓄電池の必要容量には、計測設備  
 を含んでいる。

- ・設備の相違  
【柏崎 6/7】  
電源系統構成の相違
- ・記載表現の相違  
【東海第二】  
島根 2号炉は単線図  
を記載

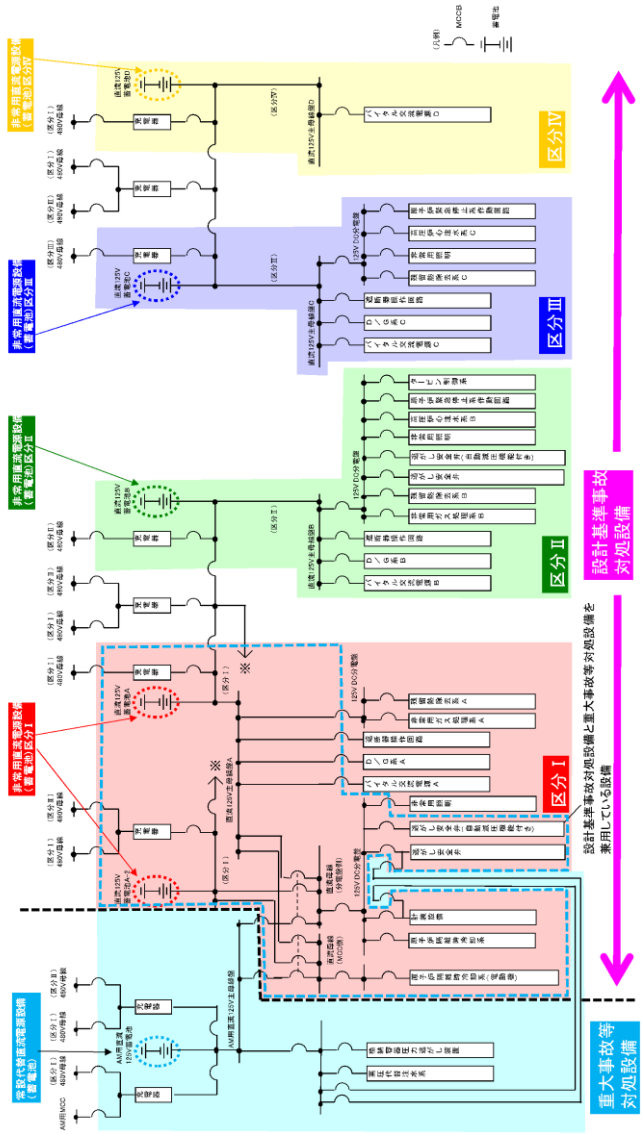
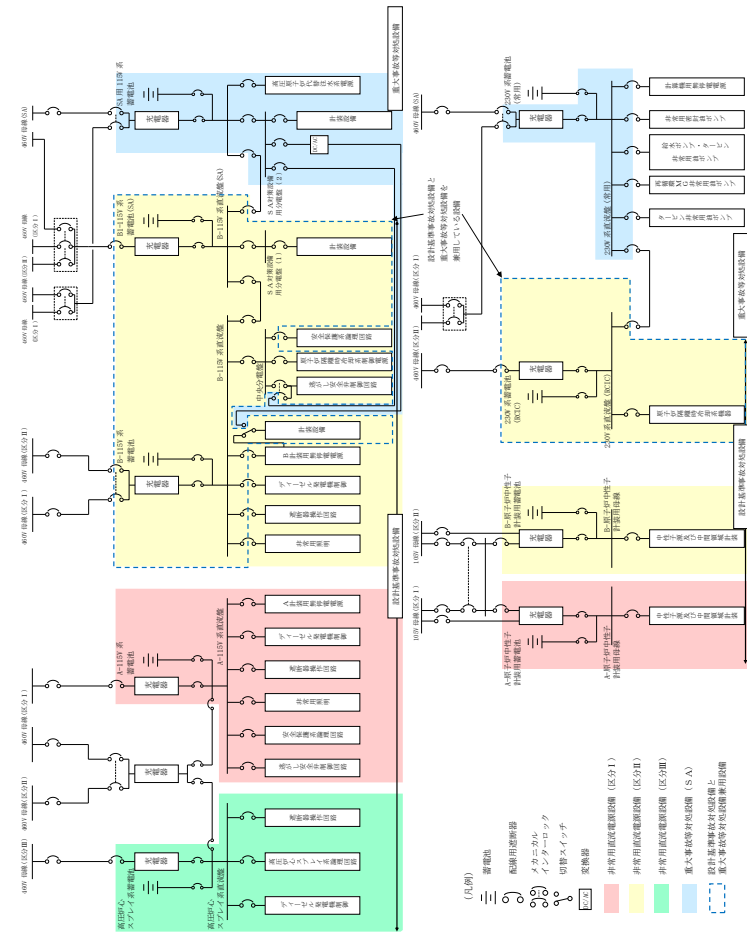


図 2.3.1.2-2 直流電源単線結線図 (6号炉)



第2図 直流電源単線結線図

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>蓄電池による給電時間評価結果について (7号炉)</p> <p>非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統, 常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。</p> <p>原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 A に接続されており, 非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 A より給電される。全交流動力電源喪失時においては, 同蓄電池からの電源供給により, 原子炉隔離時冷却系が起動し, 原子炉注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に, 負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 A-2 に切替え 11 時間稼働する。その後, 電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切替え 5 時間稼働する。</p> <p>上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 A で約 5,919Ah, 直流 125V 蓄電池で約 3,795Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,682Ah であることに対し, 蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 A で約 6,000Ah, 直流 125V 蓄電池 A-2 で約 4,000Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから, 電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。</p> <p>(1) 非常用の常設直流電源設備仕様  名称: 直流 125V 蓄電池 A  型式: 鉛蓄電池  容量: 約 6,000Ah  設置場所: コントロール建屋地下中 2 階 (T. M. S. L. +0. 2m)</p> <p>名称: 直流 125V 蓄電池 A-2  型式: 鉛蓄電池  容量: 約 4,000Ah  設置場所: コントロール建屋地下 1 階 (T. M. S. L. +6. 5m)</p> <p>(2) 常設代替直流電源設備仕様  名称: AM 用直流 125V 蓄電池  型式: 鉛蓄電池  容量: 約 3,000Ah  設置場所: 原子炉建屋 4 階 (T. M. S. L. +31. 7m)</p>			

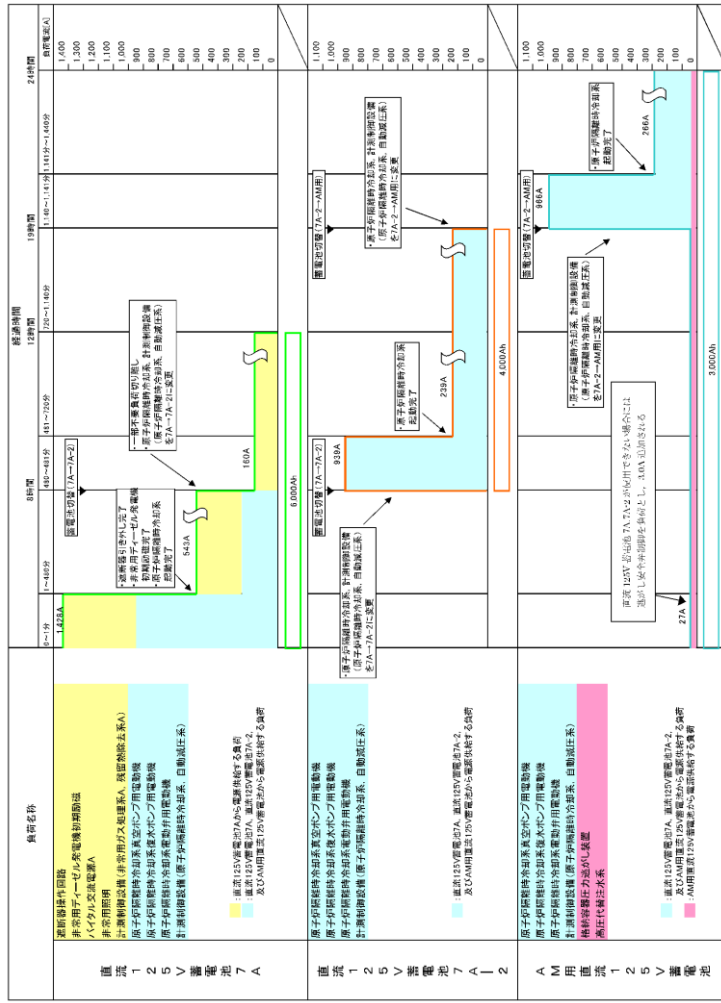


図 2.3.1.2-3 直流125V蓄電池7A、7A-2、AM用直流125V蓄電池 負荷曲線

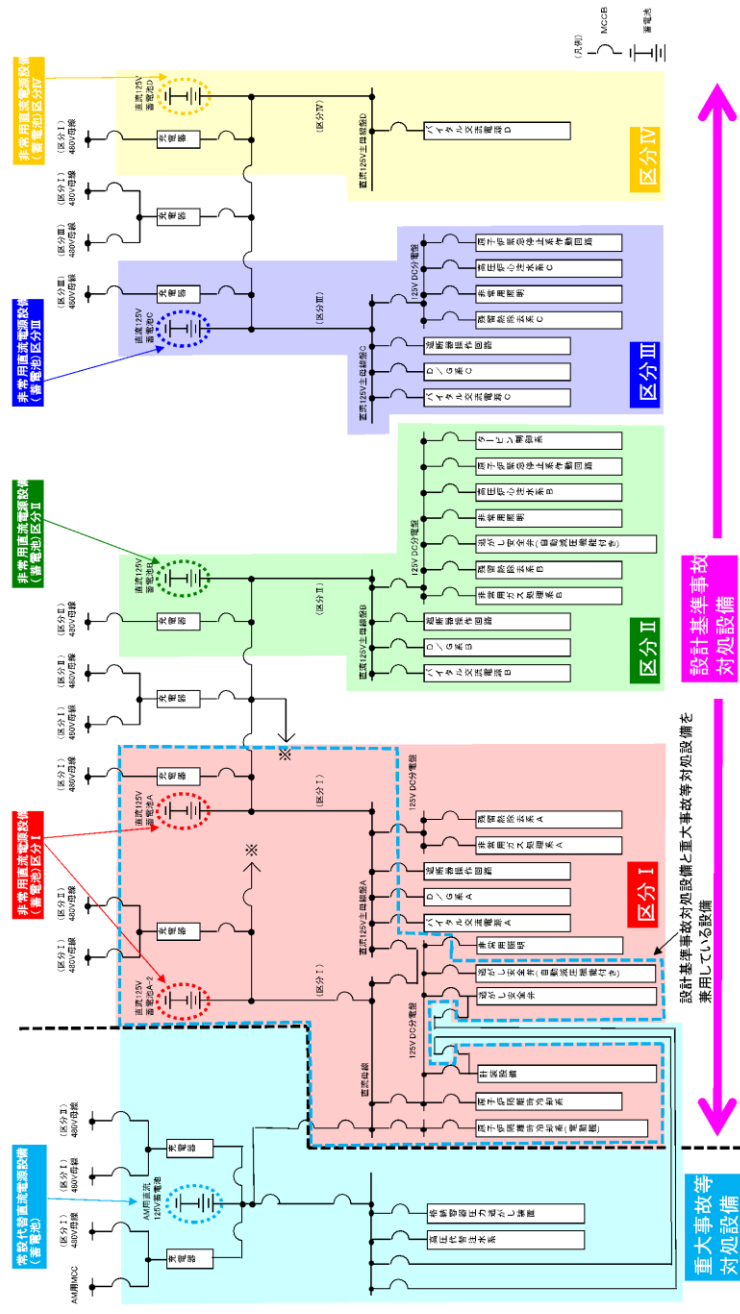


図 2.3.1.2-4 直流電源単線結線図 (7号炉)

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 style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.3</p> <p>全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の <u>24 時間</u> 継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>有効性評価の全交流動力電源喪失（以下「SB0」という。）時に おいて、交流電源が喪失している <u>24 時間</u>、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。</p> <p>RCIC の起動から <u>24 時間</u>の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機である。</p> <p>図 1 に RCIC の系統構成の概略を示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.3</p> <p>全交流動力電源喪失（長期TB）時における原子炉隔離時冷却系の <u>8 時間</u>継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>有効性評価の全交流動力電源喪失（長期TB）では、<u>約 8 時間</u>の原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水に期待している。</p> <p><u>第 1 図に原子炉隔離時冷却系の系統構成概略を示す。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の起動から約 8 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機があるが、これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.1.2 にて確認している。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.2</p> <p>全交流動力電源喪失（<u>長期TB</u>）時における原子炉隔離時冷却系の <u>8 時間</u>継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>有効性評価の全交流動力電源喪失（<u>長期TB</u>）時に おいて、<u>交流電源が喪失している 8 時間</u>、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。</p> <p><u>RCICの起動から 8 時間</u>の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機である。</p> <p><u>図 1 及び図 2 に RCIC の系統構成の概略を示す。</u></p> <p>事故時には直流電源の容量以外にもサプレッション・チェンパの</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7】</b> 島根 2 号炉の RCIC ポンプは水源が S/C のため、S/C の水温が上昇した場合、RCIC ポンプを停止する運用としている。このため、RCIC の運転継続は 8 時間としている。</p> <p>柏崎 6/7 の RCIC ポンプは水源が CSP であり、S/C の水温上昇の影響を受けないため、RCIC の 24 時間継続運転が可能。（以下、①の相違）</p> <p>・設備設計の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7】</b> ①の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7】</b> ①の相違。</p> <p>・資料構成の相違</p> <p><b>【東海第二】</b> 島根 2 号炉の負荷容量評価は 57 条にて記載。</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>事故時には直流電源の容量以外にもサブプレッション・チェンバ(以下「S/C」という。)の圧力及び水温の上昇、中央制御室及びRCICポンプ室の温度の上昇がRCICの継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した(表1参照)。</p> <p>表1に記載したそれぞれの要因はRCICの24時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当と考える。</p>	<p>事故時には直流電源の容量以外にも、サブプレッション・チェンバ圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇や原子炉隔離時冷却系室温度及び中央制御室温度の上昇が、原子炉隔離時冷却系の運転継続に影響することも考えられるため、その影響についても確認した(第1表参照)。</p> <p>第1表に記載したそれぞれの要因は原子炉隔離時冷却系の約8時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考え。</p>	<p>圧力及び水温の上昇、中央制御室及びRCICポンプ室の温度上昇がRCICの継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した(表1参照)。</p> <p>表1に記載したそれぞれの要因はRCICの8時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待し、水温の測定計器の誤差(±2.0℃)を考慮しても水温が100℃到達まで運転する手順は妥当と考える。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違。</p>



表 1 RCIC 継続運転の評価 (1/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	S/C のプールの水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーション及びポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は復水貯蔵槽 (以下「CSP」という。) であるが、LOCA 信号 (L1.5 又はドライウエール圧力高) かつ S/C 水位高信号の入力により、第二水源である S/C に水源が切替わる。一方で、SBO 時には S/C のプールの冷却ができず、水温上昇が想定されるため、水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度 CSP に切替えることとなる。したがって、S/C のプールの水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。なお、復水貯蔵槽は淡水貯水池の水を可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 等により補給するため水源が枯渇することはない。
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、S/C 圧力 0.34 MPa [gage]にて、RCIC タービン排気圧力高トリップインタローックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から約 16 時間後 (最大圧力である炉心損傷前ベント直前) の S/C 圧力は約 0.31MPa [gage]であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインタローック設定圧力を下回る。したがって、S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40°C である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40°C を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 37°C (補足資料参照) と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40°C <sup>※1</sup> を下回る。したがって、中央制御室の室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。

※1 使用環境の温度が 40°C を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

第 1 表 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価 (1/2)

評価項目	影響概要	評価
サブプレッション・プール水温度上昇	サブプレッション・プール水温度の上昇により、原子炉隔離時冷却系ポンプのキャビテーションが発生し、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	原子炉隔離時冷却系ポンプの第一水源であるサブプレッション・プールを水源とした場合、事象発生後約 8 時間での水温は約 100°C となる。(第 3 図) このときの原子炉隔離時冷却系ポンプの有効吸込み水頭 (NPSH) は約 6.4m まで低下するが、原子炉隔離時冷却系ポンプの必要 NPSH は約 5.8m である。したがって、十分な余裕があるため、キャビテーションは発生しない。したがって、サブプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
潤滑油冷却系はポンプ吐出水により冷却することから、サブプレッション・プール水温度の上昇により、軸受機能が潤滑油温度上昇の影響を受け、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	潤滑油冷却系はポンプ吐出水により冷却することから、サブプレッション・プール水温度の上昇により、軸受機能が潤滑油温度上昇の影響を受け、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	ポンプ軸受の潤滑油温度は、冷却器の設計上、潤滑油の冷却に使用しているサブプレッション・プール水温度より高くなくなるが、潤滑油の許容温度である [ ] 未満となったため、軸受の冷却が阻害されることはない。したがって、サブプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
サブプレッション・プール水温度の上昇により、復水器が機能停止に至り、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	サブプレッション・プール水温度の上昇により、復水器が機能停止に至り、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	タービンドラフト部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが、制御系は原子炉隔離時冷却系ポンプとは別区画に設置している。したがって、サブプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
サブプレッション・プール水温度の上昇により、制御油の温度が上昇し、粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことにより、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	サブプレッション・プール水温度の上昇により、制御油の温度が上昇し、粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことにより、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に差異が生じる可能性があるが、差は極僅かであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから、ガバナ機能は維持される。したがって、サブプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

表 1 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時における RCIC の継続運転への影響評価 (1/2)

評価項目	概要	評価結果
サブプレッション・プール水温上昇	サブプレッション・プールの水温上昇により、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能が阻害され、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時のサブプレッション・プール水温を評価した結果、事象発生から 8 時間後の水温は約 100°C となる。(図 3) 水温の上昇に伴い、有効 NPSH は約 8.7m となるが、ポンプの必要 NPSH [ ] m に対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、水温上昇に伴う潤滑油温度上昇は、最大でも約 110°C までであり、この温度では軸受の油膜形成に影響はなく、油膜切れによる軸受の焼付きは発生しない。
サブプレッション・プール水温の上昇により、復水器が機能停止に至り、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	サブプレッション・プール水温の上昇により、復水器が機能停止に至り、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	したがって、サブプレッション・プール水温上昇によって RCIC の 8 時間継続運転は阻害されない。
サブプレッション・プール水温の上昇により、制御油の温度が上昇し、粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことにより、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	サブプレッション・プール水温の上昇により、制御油の温度が上昇し、粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことにより、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	タービンドラフト部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが、制御系は原子炉隔離時冷却ポンプとは別区画に設置している。したがって、サブプレッション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
サブプレッション・プール水温の上昇により、軸受が機能喪失し、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	サブプレッション・プール水温の上昇により、軸受が機能喪失し、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に差異が生じる可能性があるが、差はごくわずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから、ガバナ機能は維持される。したがって、サブプレッション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

・設備設計の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

表1 RCIC 継続運転の評価 (2/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC ポンプ室の室温 上昇	RCIC のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から 24 時間後では 66℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、RCIC ポンプ室の温度が 66℃を超える可能性が考えられる。	RCIC ポンプ室内の発熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止後の RCIC ポンプ室の最高温度は約 53℃ (補足資料参照) と評価され、RCIC 系の設計上想定している環境温度の上限值である 66℃を下回る。したがって、RCIC ポンプ室の温度上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。 なお、RCIC タービン軸受けからの蒸気漏えいを防止しているパロメトリック・コンデンサは SBO 時であっても直流通電により機能維持されるため、蒸気漏えいについても問題とならない。 また、直流通電発生時に約 12 時間後の RCIC 運転についても福島第一原子力発電所 2 号炉での実績 <sup>※2</sup> より、運転員が地震発生から約 12 時間後の RCIC ポンプ室に入室できていることや、3 月 13 日の計装設備点検で原子炉建屋に入域できたことが確認されているため、軸受けから原子炉建屋への大量の蒸気の漏えいにより、RCIC の継続運転や現場作業が困難になることはないと考えられる。

※2 福島原子力事故調査報告書 別紙 2 「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について (平成 24 年 6 月版) J

第1表 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価 (2/2)

評価項目	影響概要	評価
サブプレッション・チェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため、サブプレッション・チェンバ圧力 0.172MPa [gage] にて、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロックが動作し、原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時のサブプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から約 8 時間後の圧力は約 0.07MPa [gage] であり、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回る。(第 4 図) したがって、サブプレッション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却系 ポンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は 65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度が 65.6℃を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 65℃ (初期室温 40℃) であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している 65.6℃を下回る。したがって、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度 上昇	中央制御室に設置されている原子炉隔離時冷却系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 37℃であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

表1 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時における RCIC の継続運転への影響評価 (2/2)

評価項目	概要	評価結果
サブプレッション・チェンバ圧力上昇	RCIC タービン保護のため、サブプレッション・チェンバ圧力 0.177MPa [gage] にて、RCIC タービン排気圧高トリップインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時のサブプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から 8 時間後の圧力は約 0.07MPa [gage] であり、RCIC タービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回る。(図 4) したがって、サブプレッション・チェンバ圧力上昇によって RCIC の 8 時間継続運転は阻害されない。
RCIC ポンプ室 温度上昇	RCIC のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から 8 時間後では 66℃を想定している。全交流動力電源喪失では空調換気系が停止しているため、RCIC ポンプ室温度が 66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の RCIC ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 60℃ (初期室温 40℃) であり、RCIC の設計上想定している 66℃を下回る。したがって、RCIC ポンプ室温度上昇によって RCIC の 8 時間継続運転は阻害されない。
中央制御室 温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 24 時間後の室温は約 35℃ (初期室温 26℃) であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって RCIC の 8 時間継続運転は阻害されない。

・設備設計の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

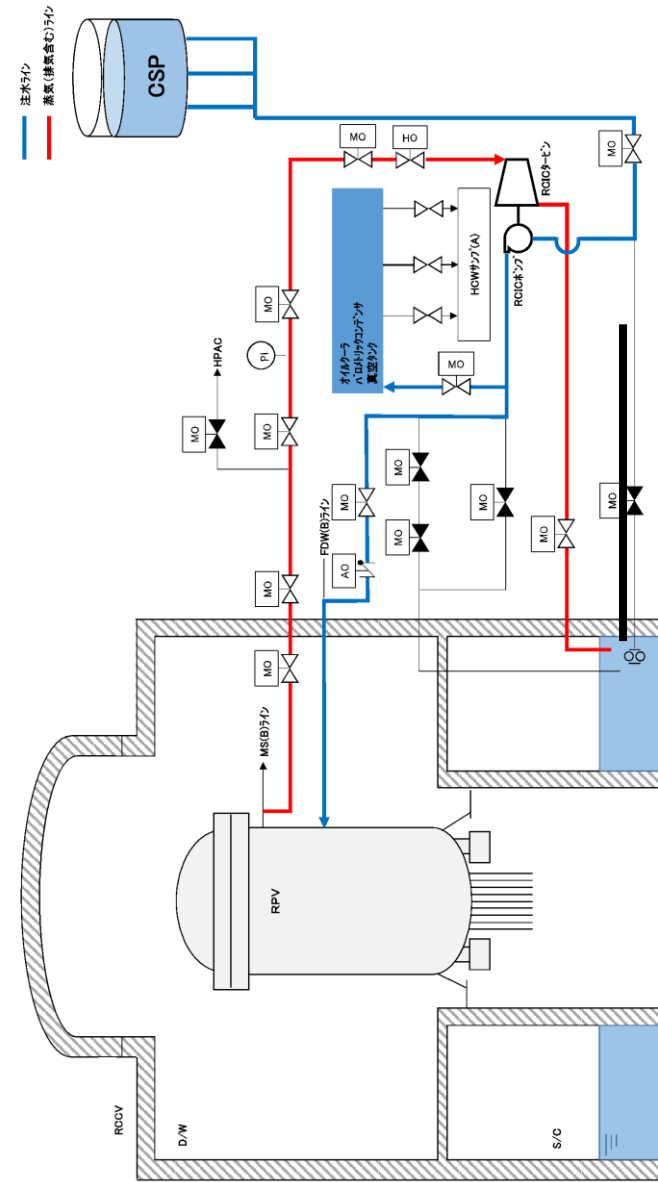
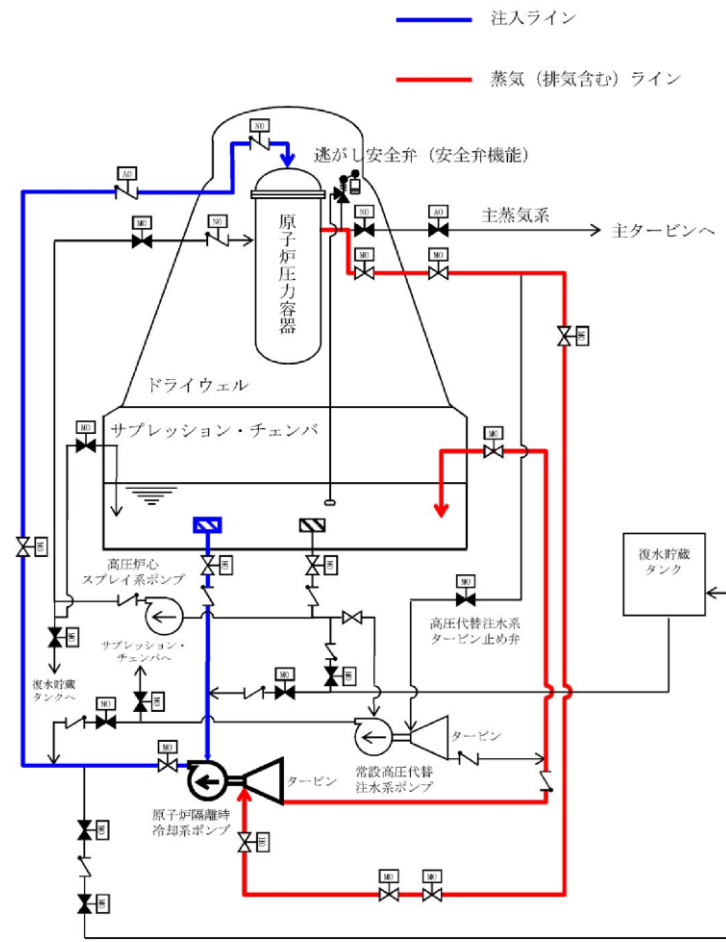


図1 RCIC系統構成概略図



第1図 原子炉隔離時冷却系系統概要図

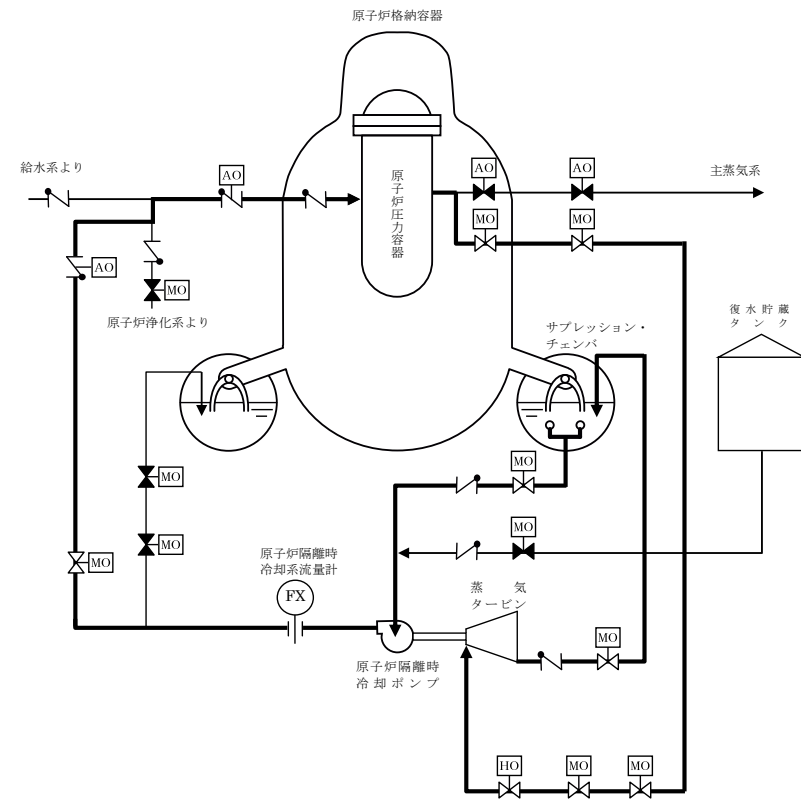
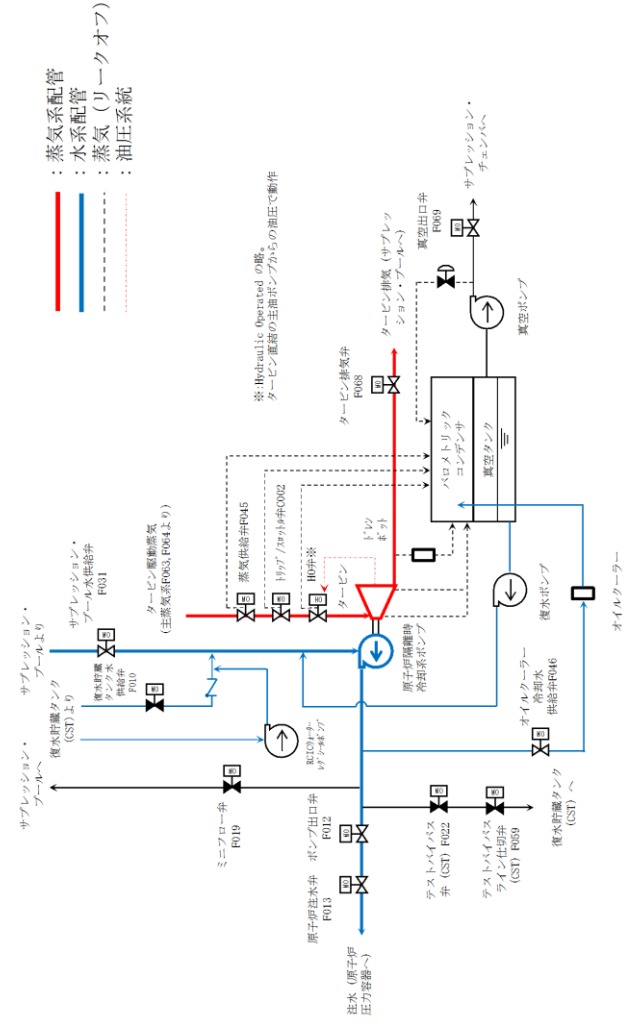


図1 RCIC系統概要図 (サプレッション・チェンバを水源とした場合)

・設備設計の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】



第2図 原子炉隔離時冷却系ポンプ周り系統図

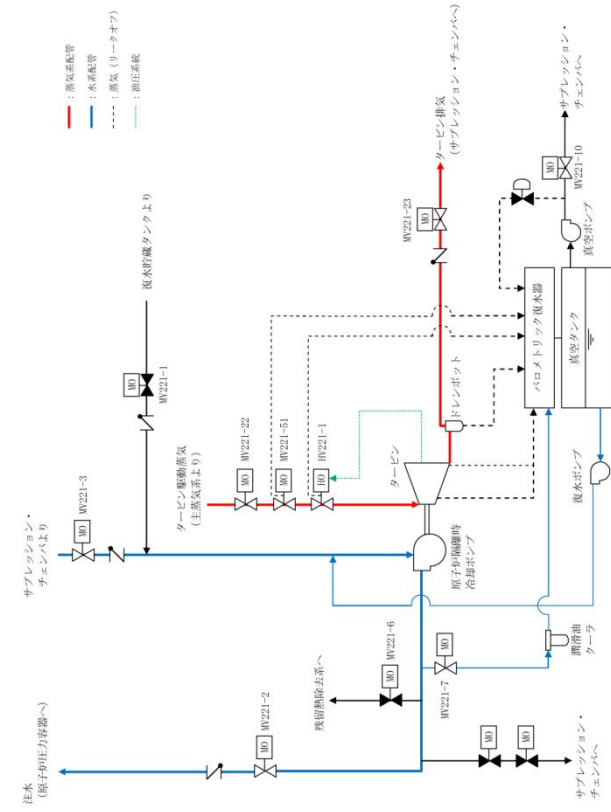
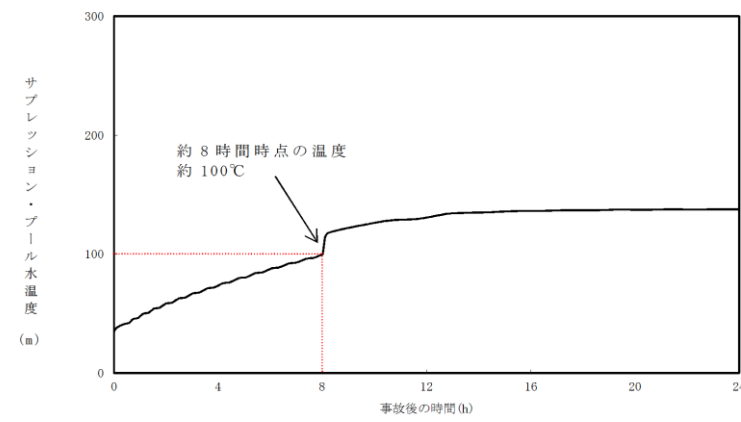
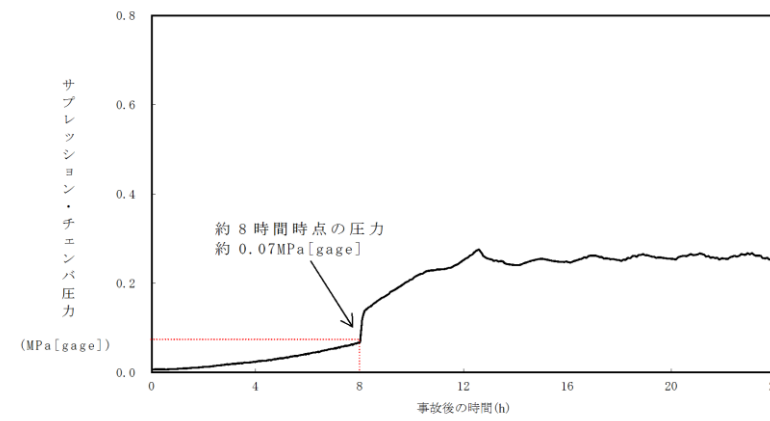


図2 RCI Cポンプ周り系統図

- ・記載方針の相違  
【柏崎 6/7】
- ・設備設計の相違  
【東海第二】



第3図 サプレッション・プール水温度の推移



第4図 サプレッション・チェンバ圧力の推移

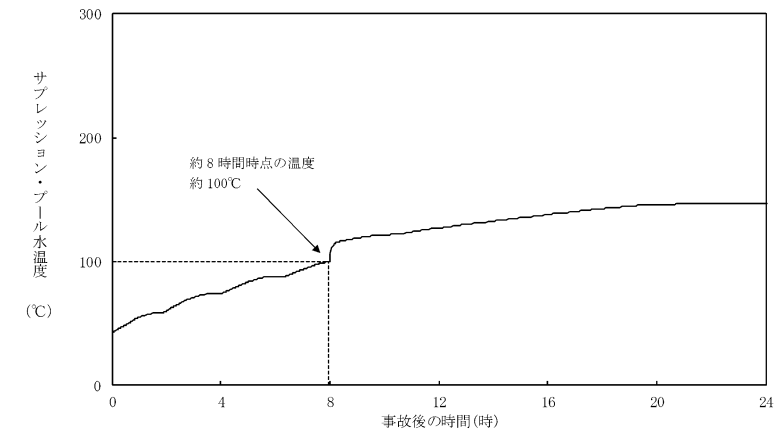


図3 サプレッション・プール水温度の推移

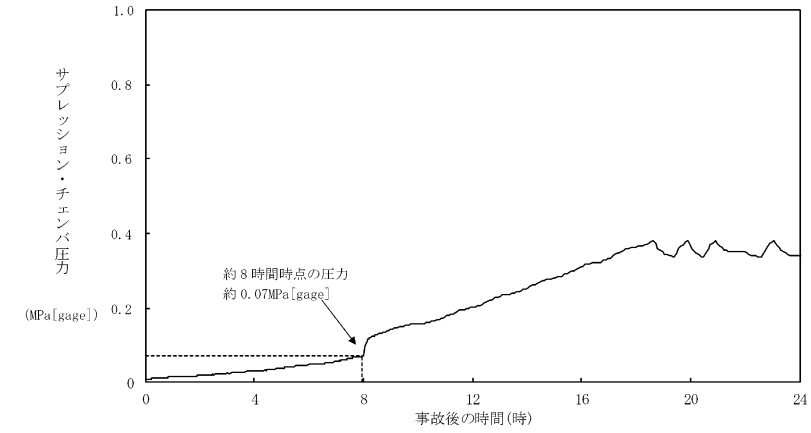


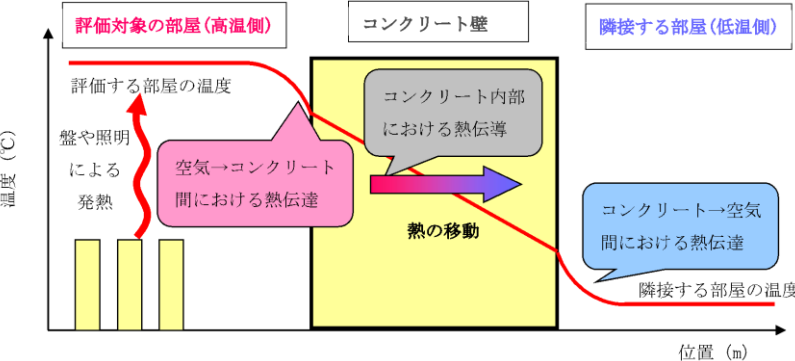
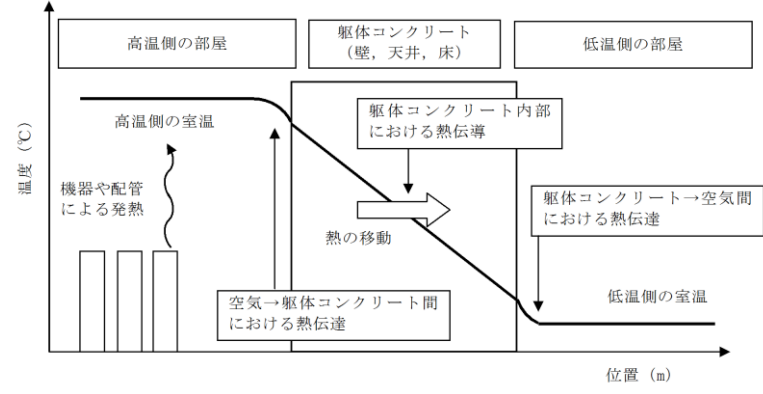
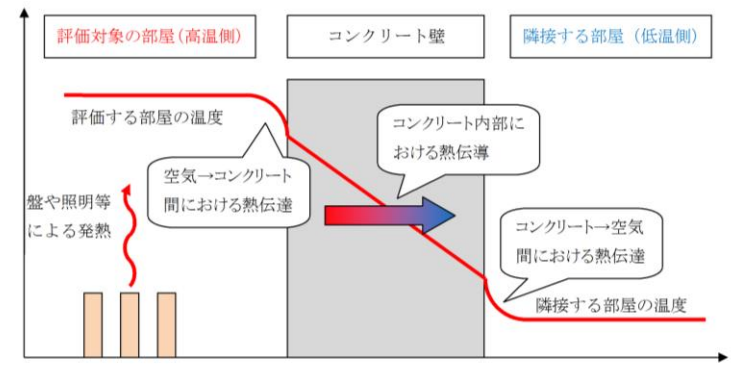
図4 サプレッション・チェンバ圧力の推移

- ・記載方針の相違【柏崎 6/7】
- ・解析結果の相違【東海第二】

- ・記載方針の相違【柏崎 6/7】
- ・解析結果の相違【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;"><u>添付資料 2.3.1.3 補足資料 1</u></p> <p><u>サブプレッション・プール水温度上昇時のNPSH評価について</u></p> <p><u>サブプレッション・プール水温度が 100℃, 150℃, 200℃におけるNPSH評価を実施し, 第 2 表のとおり, いずれの温度に対しても有効NPSHが必要NPSHを上回ることを確認している。</u></p> <p style="text-align: center;"><u>第 2 表 原子炉隔離時冷却系ポンプNPSH評価</u></p> <table border="1" data-bbox="958 621 1691 726"> <thead> <tr> <th>サブプレッション・ プール水温度</th> <th>100℃</th> <th>150℃</th> <th>200℃</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効NPSH</td> <td>6.41m</td> <td>6.46m</td> <td>6.53m</td> </tr> <tr> <td>必要NPSH</td> <td>5.8m</td> <td>5.8m</td> <td>5.8m</td> </tr> </tbody> </table>	サブプレッション・ プール水温度	100℃	150℃	200℃	有効NPSH	6.41m	6.46m	6.53m	必要NPSH	5.8m	5.8m	5.8m		<p>・記載方針の相違</p> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根 2号炉は, S/C の水温度が上昇した場合, RCIC ポンプを停止する運用としているため, 150℃, 200℃の評価は実施していない。</p>
サブプレッション・ プール水温度	100℃	150℃	200℃												
有効NPSH	6.41m	6.46m	6.53m												
必要NPSH	5.8m	5.8m	5.8m												

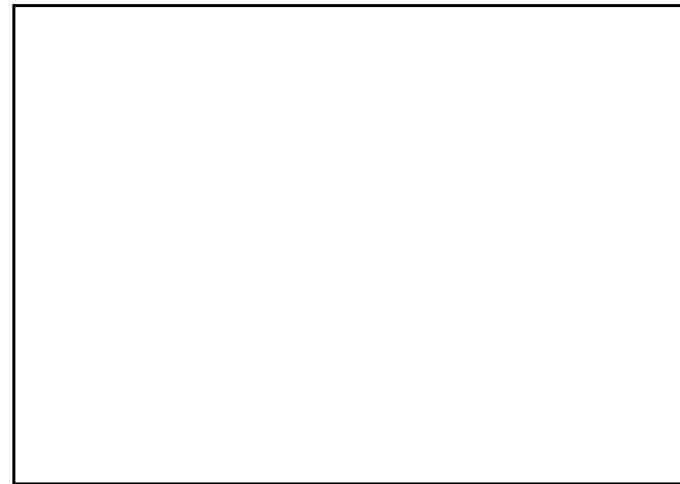


柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) 添付資料 2.3.1.3 補足資料	東海第二発電所 (2018.9.12版) 添付資料 2.3.1.3 補足資料 2	島根原子力発電所 2号炉 添付資料 2.3.1.2 補足資料	備考
<p>全交流動力電源喪失時における RCIC ポンプ室及び中央制御室の温度上昇について</p> <p>1. 温度上昇の評価            (1) 評価の流れ            全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。</p> <p>換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。</p>  <p>図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図</p>	<p>全交流動力電源喪失（長期TB）時における原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び中央制御室の室温評価について</p> <p>1. 温度上昇の評価方法            (1) 評価の流れ            全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む。）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む。）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第5図参照）</p> <p>換気空調系停止後、室温が上昇を始め、評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。</p>  <p>第5図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図</p>	<p>全交流動力電源喪失（長期TB）時におけるRCICポンプ室及び中央制御室の室温評価について</p> <p>1. 温度上昇の評価方法            (1) 評価の流れ            全交流動力電源喪失時には、空調換気系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。</p> <p>空調換気系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。</p>  <p>図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図</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) 評価条件 評価条件を以下にまとめる。 ・評価対象とする部屋の条件 : 表 1 参照</p>	<p>(2) 評価条件 評価条件を以下にまとめる。 ① 評価対象とする部屋の条件 a. <u>原子炉隔離時冷却系ポンプ室</u> ・初期室温 : 40℃ (夏季設計温度) ・容 積 : 556m<sup>3</sup> ・熱 容 量 : 574.5kJ/℃ (保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず, 上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。) ・発熱負荷 : 第 3 表参照。また, 発熱負荷の内訳を第 4 表に示す。</p> <p>第 3 表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷</p> <table border="1" data-bbox="985 852 1665 942"> <thead> <tr> <th>時間 (h)</th> <th>0</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> <th>7</th> <th>8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱負荷 (kW)</td> <td>13.5</td> <td>13.5</td> <td>13.5</td> <td>13.5</td> <td>14.2</td> <td>14.9</td> <td>15.5</td> <td>16.0</td> <td>16.7</td> </tr> </tbody> </table> <p>第 4 表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷内訳</p> <table border="1" data-bbox="997 1073 1650 1310"> <thead> <tr> <th rowspan="2">時間 (h)</th> <th colspan="2">配管内の流体温度</th> <th colspan="2">発熱負荷</th> </tr> <tr> <th>注水配管内流体温度設定 (℃) ※1</th> <th>配管 (kW)</th> <th>機器 (kW)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>66<sup>※2</sup></td> <td>8.5<sup>※3</sup></td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>66<sup>※2</sup></td> <td>8.5<sup>※3</sup></td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>66<sup>※2</sup></td> <td>8.5<sup>※3</sup></td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>67</td> <td>8.5<sup>※3</sup></td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>74</td> <td>9.2</td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>81</td> <td>9.9</td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>88</td> <td>10.5</td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>93</td> <td>11.0</td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>100</td> <td>11.7</td> <td>5.0</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 注水配管以外には蒸気配管がある。それは保守的に機器の最高使用温度が 0~8h まで継続するものとして設定する。 ※2 0h~2h までのサプレッション・プール温度は, 32℃~59℃の範囲であるが, 保守的に 66℃にて設定する。 ※3 0h~2h までの配管発熱負荷の詳細値は約 8.401kW であり, 安全側に切り上げて 8.5kW に設定。また, 3h までの配管発熱負荷の詳細値は約 8.49kW であるため, 同様に 8.5kW に設定。</p> <p>b. <u>中央制御室</u> ・初期室温 : 24℃ (夏季設計温度) ・容 積 : 2,219.2m<sup>3</sup> ・熱 容 量 : 47,021.1kJ/℃</p>	時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	発熱負荷 (kW)	13.5	13.5	13.5	13.5	14.2	14.9	15.5	16.0	16.7	時間 (h)	配管内の流体温度		発熱負荷		注水配管内流体温度設定 (℃) ※1	配管 (kW)	機器 (kW)		0	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0		1	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0		2	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0		3	67	8.5 <sup>※3</sup>	5.0		4	74	9.2	5.0		5	81	9.9	5.0		6	88	10.5	5.0		7	93	11.0	5.0		8	100	11.7	5.0		<p>(2) 評価条件 評価条件を以下にまとめる。 a. 評価対象とする部屋の条件 : <u>表 1 参照</u></p>	<p>・資料構成の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は, RCIC ポンプ室及び中央制御室の評価条件を表 1 にまとめて記載。</p>
時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8																																																																				
発熱負荷 (kW)	13.5	13.5	13.5	13.5	14.2	14.9	15.5	16.0	16.7																																																																				
時間 (h)	配管内の流体温度		発熱負荷																																																																										
	注水配管内流体温度設定 (℃) ※1	配管 (kW)	機器 (kW)																																																																										
0	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0																																																																										
1	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0																																																																										
2	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0																																																																										
3	67	8.5 <sup>※3</sup>	5.0																																																																										
4	74	9.2	5.0																																																																										
5	81	9.9	5.0																																																																										
6	88	10.5	5.0																																																																										
7	93	11.0	5.0																																																																										
8	100	11.7	5.0																																																																										

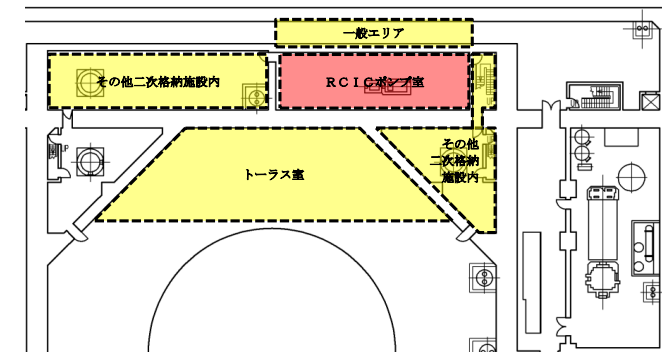
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																					
<p>・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度：</p> <p>一般エリア 40℃ 屋外 32℃(夏季設計外気温) <u>S/C 138℃(有効性評価SBO時の最高温度)</u></p> <p>地中 18℃</p>	<p>(保守的に室内新設機器の鉄熱容量は考慮せず、既設機器の鉄熱容量と上記積分の空気熱容量のみを考慮する。)</p> <p>・発熱負荷：22,206W(0h～1hまで)、20,892W(1h～8hまで)</p> <p>(発熱負荷は、直流電源から給電される機器(盤)の全電源容量に発熱効率0.5を考慮し設定。また、1h後に平均出力領域計装を切り離す運用も考慮する。なお、発熱効率0.5は過去実績値より設定。)</p> <p>② 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度条件 <u>第5表に隣接する部屋の温度条件を示す。</u></p> <p>また、<u>第6図及び第7図</u>に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。</p> <p>なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。</p> <p><u>第5表 隣接する部屋の温度条件</u></p> <table border="1" data-bbox="1083 1381 1567 1938"> <thead> <tr> <th>隣接する部屋</th> <th>温度条件(℃)</th> <th>設定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉棟</td> <td>65.6</td> <td>設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。</td> </tr> <tr> <td>一般エリア (二次格納容器施設外)</td> <td>50.0</td> <td>全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少ないことから、夏季設計温度40℃に余裕を見た値を設定。</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・チェンバ</td> <td>100.0</td> <td>全交流動力電源喪失(長期TB)時のサブプレッション・プール水温度の約8時間後までの最高値を設定。</td> </tr> <tr> <td>地中</td> <td>20.0</td> <td>水戸市の地中温度の最大となる月平均温度16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第3号,1982)」)</td> </tr> <tr> <td>MSトンネル室</td> <td>102.0</td> <td>MSトンネル室は、全交流動力電源喪失時の約8時間後のドライウェル温度約102℃を設定。</td> </tr> <tr> <td>タービン建屋、サービス建屋</td> <td>38.4</td> <td>全交流動力電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は、発熱源がなく、夏季設計温度32.2℃から有意な温度上昇はないと考えられるが、保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定。(気象庁HPより)</td> </tr> </tbody> </table>	隣接する部屋	温度条件(℃)	設定理由	原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。	一般エリア (二次格納容器施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少ないことから、夏季設計温度40℃に余裕を見た値を設定。	サブプレッション・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失(長期TB)時のサブプレッション・プール水温度の約8時間後までの最高値を設定。	地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第3号,1982)」)	MSトンネル室	102.0	MSトンネル室は、全交流動力電源喪失時の約8時間後のドライウェル温度約102℃を設定。	タービン建屋、サービス建屋	38.4	全交流動力電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は、発熱源がなく、夏季設計温度32.2℃から有意な温度上昇はないと考えられるが、保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定。(気象庁HPより)	<p>b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度</p> <p>・一般エリア : 40℃ ・屋外 : 32℃(夏季設計外気温) <u>・トールラス室 : 75℃(有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度)</u></p> <p>・その他二次格納施設内 : 66℃ ・地中 : 18℃</p> <p><u>図2及び図3に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。</u></p> <p><u>なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。</u></p>	<p>・評価条件の相違【柏崎6/7】</p> <p>・記載方針の相違【柏崎6/7】</p> <p>・資料構成の相違【東海第二】 島根2号炉は、b.に記載。</p>
隣接する部屋	温度条件(℃)	設定理由																						
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。																						
一般エリア (二次格納容器施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少ないことから、夏季設計温度40℃に余裕を見た値を設定。																						
サブプレッション・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失(長期TB)時のサブプレッション・プール水温度の約8時間後までの最高値を設定。																						
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第3号,1982)」)																						
MSトンネル室	102.0	MSトンネル室は、全交流動力電源喪失時の約8時間後のドライウェル温度約102℃を設定。																						
タービン建屋、サービス建屋	38.4	全交流動力電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は、発熱源がなく、夏季設計温度32.2℃から有意な温度上昇はないと考えられるが、保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定。(気象庁HPより)																						



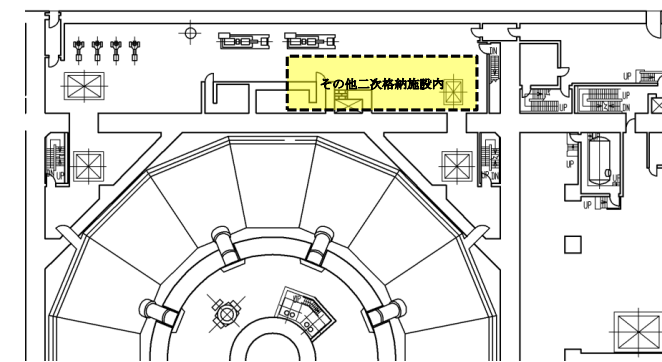
原子炉建屋地下2階※1 原子炉建屋地下1階

※1 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第6図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



原子炉建物地下2階※1



原子炉建物地下1階

※1 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図2 RCICポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

・記載方針の相違  
【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
	<div data-bbox="988 275 1665 630" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="988 630 1665 682" data-label="Caption"> <p>原子炉建屋2階 原子炉建屋3階 原子炉建屋付属棟4階  <small>※2 当該隣接室は、評価が保守的となるようにMSトンネル室を代表させている。</small></p> </div> <div data-bbox="1023 699 1626 730" data-label="Caption"> <p>第7図 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図</p> </div>	<div data-bbox="1754 275 2460 699" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="2012 699 2228 730" data-label="Caption"> <p>制御室建物4階<small>※1</small></p> </div> <div data-bbox="1843 804 2392 1224" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="2021 1245 2220 1276" data-label="Caption"> <p>制御室建物3階</p> </div> <div data-bbox="1789 1287 2502 1371" data-label="Text"> <p>※1 制御室建物4階より上は、躯体コンクリートを介して「屋外」である。</p> </div> <div data-bbox="1828 1423 2412 1455" data-label="Caption"> <p>図3 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図</p> </div>	<div data-bbox="2531 1423 2739 1497" data-label="Text"> <p>・記載方針の相違  【柏崎 6/7】</p> </div>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																														
<p>壁-空気の熱伝達率: <input type="text"/> W/m<sup>2</sup>°C (無換気状態) [出典: <u>空気調和衛生工学便覧</u>]</p>	<p>③ 躯体コンクリートの熱伝達条件</p>	<p>c. 壁-空気の熱伝達率(無換気状態) [出典: <u>日本機械学会 伝熱工学資料</u>]</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】</p>																														
<p>鉛直壁面: <input type="text"/> W/m<sup>2</sup>・°C 天井面: <input type="text"/> W/m<sup>2</sup>・°C 床面: <input type="text"/> W/m<sup>2</sup>・°C</p>	<p>a. コンクリート壁-空気の熱伝達率</p> <table border="1" data-bbox="1062 304 1558 436"> <thead> <tr> <th>評価壁面</th> <th>熱伝達率 (W/m<sup>2</sup>・°C)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>鉛直壁面</td> <td>2<sup>*1</sup></td> </tr> <tr> <td>水平壁面 (上向き)</td> <td>3<sup>*1</sup></td> </tr> <tr> <td>水平壁面 (下向き)</td> <td>0.5<sup>*1</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5°C、代表高さ5mにて算出した値</p>	評価壁面	熱伝達率 (W/m <sup>2</sup> ・°C)	鉛直壁面	2 <sup>*1</sup>	水平壁面 (上向き)	3 <sup>*1</sup>	水平壁面 (下向き)	0.5 <sup>*1</sup>	<p>d. コンクリート熱伝導率: <input type="text"/> W/m・°C [出典: <u>空気調和衛生工学便覧</u>]</p>	<p>島根2号炉の熱伝達率の算出は、伝熱工学資料を引用している。</p>																						
評価壁面	熱伝達率 (W/m <sup>2</sup> ・°C)																																
鉛直壁面	2 <sup>*1</sup>																																
水平壁面 (上向き)	3 <sup>*1</sup>																																
水平壁面 (下向き)	0.5 <sup>*1</sup>																																
<p>コンクリート熱伝導率: <input type="text"/> W/m°C (無換気状態) [出典: <u>空気調和衛生工学便覧</u>]</p>	<p>b. コンクリートの熱伝達率</p> <table border="1" data-bbox="1062 577 1558 682"> <thead> <tr> <th>評価壁面</th> <th>物性値<sup>*2</sup></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>熱伝導率</td> <td>1.6 (W/m・°C)</td> </tr> <tr> <td>熱拡散率</td> <td>5.3E-07 (m<sup>2</sup>/s)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2 伝熱工学資料第5版に基づく</p>	評価壁面	物性値 <sup>*2</sup>	熱伝導率	1.6 (W/m・°C)	熱拡散率	5.3E-07 (m <sup>2</sup> /s)	<p>表1 評価する部屋の条件</p> <table border="1" data-bbox="1745 913 2487 1144"> <thead> <tr> <th></th> <th>中央制御室</th> <th>RCICポンプ室</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱負荷[W]<sup>*1,2</sup></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>部屋の容積[m<sup>3</sup>]</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>熱容量[kJ/°C]</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>初期温度[°C]</td> <td>26</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table>		中央制御室	RCICポンプ室	発熱負荷[W] <sup>*1,2</sup>			部屋の容積[m <sup>3</sup> ]			熱容量[kJ/°C]			初期温度[°C]	26	40	<p>・評価条件の相違 【東海第二】</p>									
評価壁面	物性値 <sup>*2</sup>																																
熱伝導率	1.6 (W/m・°C)																																
熱拡散率	5.3E-07 (m <sup>2</sup> /s)																																
	中央制御室	RCICポンプ室																															
発熱負荷[W] <sup>*1,2</sup>																																	
部屋の容積[m <sup>3</sup> ]																																	
熱容量[kJ/°C]																																	
初期温度[°C]	26	40																															
<p>表1 評価する部屋の条件 (6号炉の場合)</p> <table border="1" data-bbox="172 934 896 1123"> <thead> <tr> <th></th> <th>中央制御室</th> <th>RCICポンプ室</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱負荷[W]<sup>*1,2</sup></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>部屋の容積[m<sup>3</sup>]</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>熱容量[kJ/°C]</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>初期温度[°C]</td> <td>26</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table>		中央制御室	RCICポンプ室	発熱負荷[W] <sup>*1,2</sup>			部屋の容積[m <sup>3</sup> ]			熱容量[kJ/°C]			初期温度[°C]	26	40	<p>(3) 評価結果</p>	<p>表1 評価する部屋の条件</p> <table border="1" data-bbox="1745 913 2487 1144"> <thead> <tr> <th></th> <th>中央制御室</th> <th>RCICポンプ室</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱負荷[W]<sup>*1,2</sup></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>容積[m<sup>3</sup>]</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>熱容量[kJ/°C]</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>初期温度[°C]</td> <td>26</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table>		中央制御室	RCICポンプ室	発熱負荷[W] <sup>*1,2</sup>			容積[m <sup>3</sup> ]			熱容量[kJ/°C]			初期温度[°C]	26	40	<p>島根2号炉のコンクリート熱伝導率は空気調和衛生工学便覧を引用している。</p>
	中央制御室	RCICポンプ室																															
発熱負荷[W] <sup>*1,2</sup>																																	
部屋の容積[m <sup>3</sup> ]																																	
熱容量[kJ/°C]																																	
初期温度[°C]	26	40																															
	中央制御室	RCICポンプ室																															
発熱負荷[W] <sup>*1,2</sup>																																	
容積[m <sup>3</sup> ]																																	
熱容量[kJ/°C]																																	
初期温度[°C]	26	40																															
<p>※1 中央制御室の熱負荷は平成29年4月21日時点の設計値に余裕を考慮した値とする。</p> <p>なお、今後の詳細設計により、発熱負荷が変化する場合がありますが、評価で設定した発熱負荷を超過した場合においても設計値である40°Cを超過しないように設計されるため、RCICの24時間継続運転に悪影響を及ぼすことはない。</p> <p>※2 中央制御室の熱負荷は直流電源の負荷制限による変化を考慮する。</p>	<p>全交流動力電源喪失(長期TB)時において、事象発生8時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約65°C、中央制御室の温度は約37°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。</p>	<p>※1 中央制御室の熱負荷は設計値に余裕を考慮した値とする。</p> <p>なお、今後の詳細設計により、発熱負荷が変化する場合がありますが、評価で設定した発熱負荷を超過した場合においても設計値である40°Cを超過しないように設計されるため、RCICの8時間継続運転に悪影響を及ぼすことはない。</p> <p>※2 中央制御室の熱負荷は直流電源の負荷制限を考慮する。</p>	<p>・資料構成の相違 【東海第二】</p> <p>東海第二は、(2) ① a. 及び b. に記載。</p>																														
<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失時において、事象発生後24時間のRCICポンプ室の最高温度は約53°C、中央制御室の最高温度は約37°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。</p>	<p>以上</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失(長期TB)時において、事象発生後8時間のRCICポンプ室の最高温度は約60°C、事象発生後24時間の中央制御室の最大温度は約35°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>①の相違。</p>																														
<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失時において、事象発生後24時間のRCICポンプ室の最高温度は約53°C、中央制御室の最高温度は約37°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失(長期TB)時において、事象発生8時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約65°C、中央制御室の温度は約37°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失(長期TB)時において、事象発生後8時間のRCICポンプ室の最高温度は約60°C、事象発生後24時間の中央制御室の最大温度は約35°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>①の相違。</p>																														
<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失時において、事象発生後24時間のRCICポンプ室の最高温度は約53°C、中央制御室の最高温度は約37°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失(長期TB)時において、事象発生8時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約65°C、中央制御室の温度は約37°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。</p>	<p>(3) 評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失(長期TB)時において、事象発生後8時間のRCICポンプ室の最高温度は約60°C、事象発生後24時間の中央制御室の最大温度は約35°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。</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 data-bbox="964 493 1676 892"> </p> <p data-bbox="1023 924 1617 966">第8図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室温の推移図</p> <p data-bbox="964 1123 1676 1480"> </p> <p data-bbox="1113 1554 1528 1596">第9図 中央制御室室温の推移図</p>	<p data-bbox="1795 210 2507 430"> <u>※RCICポンプ室 (RCICポンプ, 弁, タービン, 計装品等)</u>  <u>: 66°C (初期6時間まで 100°C, それ以降は 66°C の設計)</u>  <u>中央制御室 (制御盤等) : 40°C</u> </p> <p data-bbox="1765 525 2418 913"> </p> <p data-bbox="1899 924 2329 966">図4 RCICポンプ室温の推移図</p> <p data-bbox="1751 1155 2418 1491"> </p> <p data-bbox="1914 1554 2315 1596">図5 中央制御室室温の推移図</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="2537 210 2804 294">・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</li>   <li data-bbox="2537 924 2804 1102">・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違 【東海第二】</li>   <li data-bbox="2537 1554 2804 1732">・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違 【東海第二】</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (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 2.3.1.4</p> <p>逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について</p> <p>1. 逃がし安全弁について</p> <p>逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため原子炉格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は、排気管により、サプレッション・チェンバのプール水面下に導かれ凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は、バネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁は、バネ式の安全弁に、外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開閉するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は <u>18 個</u> からなり、次の機能を有している。</p> <p>(1) 逃がし弁機能</p> <p>本機能における逃がし安全弁は、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ため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。<u>18 個</u> の逃がし安全弁は、<u>全て</u> この機能を有している。</p> <p>(2) 安全弁機能</p> <p>本機能における逃がし安全弁は、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ため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。</p> <p><u>18 個</u> の逃がし安全弁は、<u>全て</u> この機能を有している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.1</p> <p>逃がし安全弁作動用の窒素の供給について</p> <p>1. 逃がし安全弁について</p> <p>逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排出した蒸気は排気管によりサプレッション・プール水中に導き凝縮するようにしている。逃がし安全弁はバネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁はバネ式の安全弁に外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素を供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は <u>18 個</u> からなり、次の機能を有している。</p> <p>(1) 逃がし弁機能</p> <p>逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し、アクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。<u>18 個</u> の逃がし安全弁は、<u>全て</u> この機能を有している。</p> <p>(2) 安全弁機能</p> <p>逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化に対しても、原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。</p> <p><u>18 個</u> の逃がし安全弁は、<u>全て</u> この機能を有している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.3</p> <p>逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について</p> <p>1. 逃がし安全弁について</p> <p>逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため原子炉格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は、排気管により、サプレッション・プール水面下に導かれ凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は、バネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁は、バネ式の安全弁に、外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は <u>12 個</u> からなり、次の機能を有している。</p> <p>(1) 逃がし弁機能</p> <p>本機能における逃がし安全弁は、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ため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。<u>12 個</u> の逃がし安全弁は、<u>すべて</u> この機能を有している。</p> <p>(2) 安全弁機能</p> <p>本機能における逃がし安全弁は、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ため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、<u>通常運転時及び</u>原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。</p> <p><u>12 個</u> の逃がし安全弁は、<u>すべて</u> この機能を有している。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 全 SRV 個数の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 全 SRV 個数の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 全 SRV 個数の相違。</p>



柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 自動減圧機能</p> <p>自動減圧機能は、非常用炉心冷却系の一部であり、<u>原子炉水位低及びドライウェル圧力高の同時信号</u>により、ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、<u>低圧注水系の早期の注水を促す。</u></p> <p><u>18個</u>の逃がし安全弁のうち、<u>8個</u>がこの機能を有している。</p> <p>(4) その他の機能</p> <p>原子炉停止後、<u>除熱機能を有する復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。</u></p> <p>表1に、<u>逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。</u></p>	<p>(3) 自動減圧機能</p> <p>自動減圧機能（以下「ADS機能」という。）は、非常用炉心冷却系の一部であり、「<u>原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「ドライウェル圧力高」のAND信号に120秒の時間遅れ後、低圧の非常用炉心冷却系が運転状態であることによりピストンを駆動して弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧注水系の早期の注水をうながす。</u></p> <p><u>18個</u>の逃がし安全弁のうち、<u>7個</u>がこの機能を有している。</p> <p>(4) その他の機能</p> <p>原子炉停止後、<u>熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。</u></p> <p>第1表に、<u>逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。</u></p>	<p>(3) 自動減圧機能</p> <p>自動減圧機能（以下「ADS機能」という）は、非常用炉心冷却系の一部であり、<u>原子炉水位低（レベル1）及び格納容器圧力高の同時信号</u>により、ピストンを駆動して<u>逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系の早期の注水を促す。</u></p> <p><u>12個</u>の逃がし安全弁のうち、<u>6個</u>がこの機能を有している。</p> <p>(4) その他の機能</p> <p>原子炉停止後、<u>除熱機能を有する復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。12個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。</u></p> <p>表1に<u>逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の自動減圧機能は、ADSの作動条件にECCSの運転状態は入っていない。 【柏崎6/7】 ECCS設備構成の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 全SRV個数の相違及び系統構成の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 全SRV個数の相違。</p>

表1 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力

第1表 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力

表1 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力

・設備設計の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】

力

(逃がし弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量/個 (t/h)	備考*
7.51	1	363	P
7.58	1	367	J
7.65	4	370	B, G, M, S
7.72	4	373	D, E, K, U
7.79	4	377	C, H, N, T
7.86	4	380	A, F, I, R

(安全弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量/個 (t/h)	備考*
7.92	2	395	P, J
7.99	4	399	B, G, M, S
8.06	4	402	D, E, K, U
8.13	4	406	C, H, N, T
8.20	4	409	A, F, I, R

※：囲み文字は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

力

(逃がし弁機能の吹き出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量/個 (t/h)	備考* <sup>1</sup>
7.37	2	354.6	D, N
7.44	4	357.8	E, G, P, U
7.51	4	361.1	H, J, M, V
7.58	4	364.3	A, C, F, S
7.65	4	367.6	B, K, L, R

(安全弁機能の吹き出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量/個 (t/h) * <sup>2</sup>	備考* <sup>1</sup>
7.79	2	385.2	D, N
8.10	4	400.5	E, G, P, U
8.17	4	403.9	H, J, M, V
8.24	4	407.2	A, C, F, S
8.31	4	410.6	B, K, L, R

\*<sup>1</sup>：囲み文字は、逃がし安全弁（自動減圧機能）を示す。  
\*<sup>2</sup>：吹出し圧力×1.03において

力

(逃がし弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量/個 [t/h]	備考
7.58	2	367	A, J
7.65	3	370	C, F, L
7.72	3	373	D, H, M
7.79	4	377	B, E, G, K

(安全弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量/個 [t/h]	備考
8.14	2	407	A, J
8.21	3	410	C, F, L
8.28	3	413	D, H, M
8.35	4	417	B, E, G, K

※囲み文字は、ADS機能付きの逃がし安全弁を示す。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																														
<p>2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について</p> <p>逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素を消費する。表2に逃がし安全弁（ADS機能付き）及び逃がし安全弁（ADS機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。</p> <p style="text-align: center;"><u>表2 逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量</u> (外部からの窒素供給なしの場合)</p> <table border="1" data-bbox="160 613 902 1087"> <thead> <tr> <th>動作回数</th> <th>使用するアキュムレータ</th> <th>概略図</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1回 (ドライウエル最高使用圧力(310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>ADS機能用アキュムレータ (200L)</td> <td rowspan="2">図1参照</td> </tr> <tr> <td>1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)</td> </tr> <tr> <td>1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)</td> <td>図2参照</td> </tr> </tbody> </table> <p>逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、<u>常用系及び非常用系から構成されている。</u></p> <p>常用系はフィルタ、減圧弁等により構成し、<u>窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は窒素ガスボンベ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列から成る高压窒素ガス供給系より供給される。</u></p> <p>また、<u>常用系と非常用系の間にはタイラインを設け、通常時は、非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。図3に系統構成図を示す。</u></p> <p><u>LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ADS機能付き）のアキュムレータに対し、窒素ガスを供給する。このとき常用系が健全であれば、常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用系の圧力低下の信号により連絡弁を閉じ、非常用系（窒素ガスボンベ）より供給する。</u></p>	動作回数	使用するアキュムレータ	概略図	1回 (ドライウエル最高使用圧力(310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	ADS機能用アキュムレータ (200L)	図1参照	1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)	1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)	図2参照	<p>2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について</p> <p>逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のために窒素を供給してアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（自動減圧機能）及びその他の逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。</p> <p style="text-align: center;"><u>第2表 逃がし安全弁の動作回数</u> (外部からの窒素供給なしの場合)</p> <table border="1" data-bbox="955 634 1697 982"> <thead> <tr> <th>動作回数</th> <th>使用するアキュムレータ</th> <th>概略図</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1回 (ドライウエル最高使用圧力(310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>ADS機能用アキュムレータ (250リットル)</td> <td rowspan="2">第1図参照</td> </tr> <tr> <td>1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>逃がし弁機能用アキュムレータ (85リットル)</td> </tr> <tr> <td>1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>逃がし弁機能用アキュムレータ (85リットル)</td> <td>第2図参照</td> </tr> </tbody> </table> <p>逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素を供給する設備は、<u>常用系と非常用系から構成されている。</u></p> <p>常用系はフィルタ、減圧弁等で構成され、<u>窒素は不活性ガス系より供給される。非常用系は非常用窒素供給系高压窒素ボンベ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列から成る非常用窒素供給系より供給される。</u></p> <p>また、<u>常用系と非常用系との間にはタイラインを設け、通常時は非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。第3図に系統構成図を示す。</u></p> <p><u>LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（自動減圧機能）のアキュムレータに窒素を供給する。このとき、常用系が健全であれば常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用窒素供給系高压窒素ボンベから供給する。</u></p>	動作回数	使用するアキュムレータ	概略図	1回 (ドライウエル最高使用圧力(310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	ADS機能用アキュムレータ (250リットル)	第1図参照	1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (85リットル)	1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (85リットル)	第2図参照	<p>2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について</p> <p>逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「ADS機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素ガスを消費する。表2に逃がし安全弁（ADS機能付き）及び逃がし安全弁（ADS機能無し）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。</p> <p style="text-align: center;"><u>表2 逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量</u> (外部からの窒素供給なしの場合)</p> <table border="1" data-bbox="1745 613 2487 1045"> <thead> <tr> <th>動作回数</th> <th>使用するアキュムレータ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1回 (事故時ピーク圧力(□kPa[gage]))又は □回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>ADS機能用アキュムレータ (170L)</td> </tr> <tr> <td>1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)</td> </tr> <tr> <td>1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))</td> <td>逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)</td> </tr> </tbody> </table> <p>逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、<u>窒素ガス制御系からの供給ラインと窒素ガスボンベからの供給ラインから構成されている。</u></p> <p>窒素ガス制御系からの供給ラインは、<u>フィルタ、減圧弁等により構成される。窒素ガスボンベからの供給ラインは、独立したA系、B系の2系列から成る窒素ガスボンベ、減圧弁等から構成される。</u></p> <p>通常時は、<u>窒素ガス制御系からの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへ窒素供給されている。窒素ガス制御系が機能喪失した場合は、圧力低下の信号により窒素ガスボンベからの供給ラインからADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへの窒素供給を行う。さらに、ADS起動信号が作動した場合は、窒素ガスボンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータへ選択的に窒素ガス供給するために、逃がし弁機能用アキュムレータの窒素供給ラインは隔離される。一方、系統の過圧を防止するため、圧力高の信号により窒素ガスボンベからの窒素供給は隔離される。</u></p>	動作回数	使用するアキュムレータ	1回 (事故時ピーク圧力(□kPa[gage]))又は □回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))	ADS機能用アキュムレータ (170L)	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)	<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】 常用系が機能喪失し窒素供給系の系統圧力が低下した場合、柏崎6/7及び東海第二では、常用系と非常用系のタイラインに設置されている連絡弁が閉じ、窒素ガスボンベからはADS機能用Accへ窒素供給</p>
動作回数	使用するアキュムレータ	概略図																															
1回 (ドライウエル最高使用圧力(310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	ADS機能用アキュムレータ (200L)	図1参照																															
1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)																																
1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)	図2参照																															
動作回数	使用するアキュムレータ	概略図																															
1回 (ドライウエル最高使用圧力(310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	ADS機能用アキュムレータ (250リットル)	第1図参照																															
1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (85リットル)																																
1回 (ドライウエル通常圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (85リットル)	第2図参照																															
動作回数	使用するアキュムレータ																																
1回 (事故時ピーク圧力(□kPa[gage]))又は □回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))	ADS機能用アキュムレータ (170L)																																
1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)																																
1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]以下))	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)																																

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>また、格納容器圧力が上昇した場合の逃がし安全弁駆動部に作用する背圧を考慮し、炉心損傷後の格納容器圧力が2Pdになった場合においても、アクセス及び現場操作が可能な二次格納施設外に設置する減圧弁の調整を行うことにより、窒素ガスポンベから逃がし安全弁の動作に必要な圧力にて窒素ガスを供給する。図1に系統構成図を、図2に窒素ガス供給概要図示す。</u></p> <p><u>有効性評価のシナリオにおいては、ADS起動信号が作動することはないため、上述のとおり、窒素ガス制御系が機能喪失した場合においても、窒素ガスポンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへの窒素供給を維持することが可能である。</u></p>	<p>される。島根2号炉は、窒素供給系の系統圧力が低下した場合、連絡弁は開放したままで窒素ガスポンベの出口弁が開くため、窒素ガスポンベからは逃がし弁機能用Acc及びADS機能用Accへ窒素供給される。なお、ADS起動信号が作動した場合は、連絡弁が閉止し、窒素ガスポンベからADS機能用Accへ選択的に窒素ガスが供給される。</p>

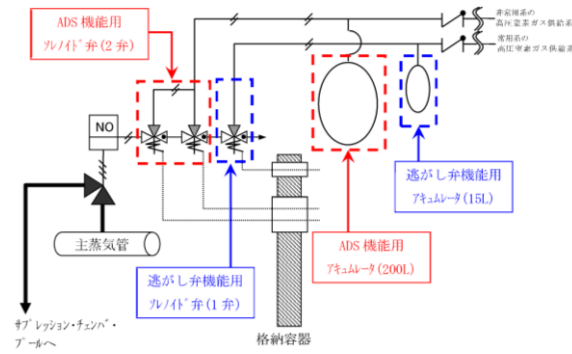


図1 逃がし安全弁 (ADS機能付き) 概略図

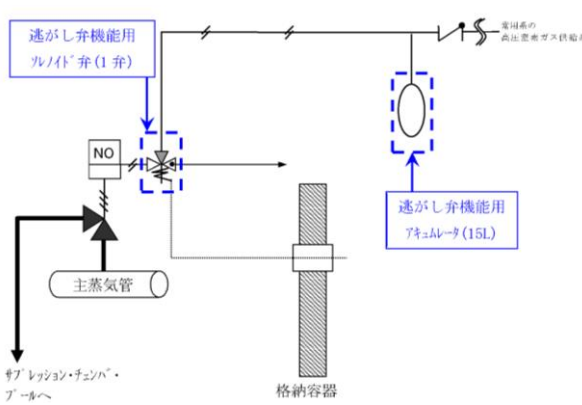


図2 逃がし安全弁 (ADS機能なし) 概略図

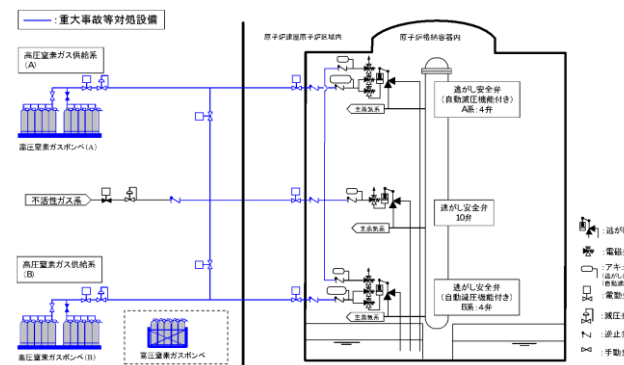
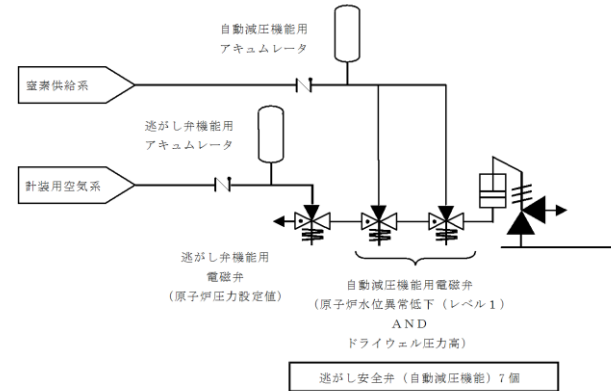
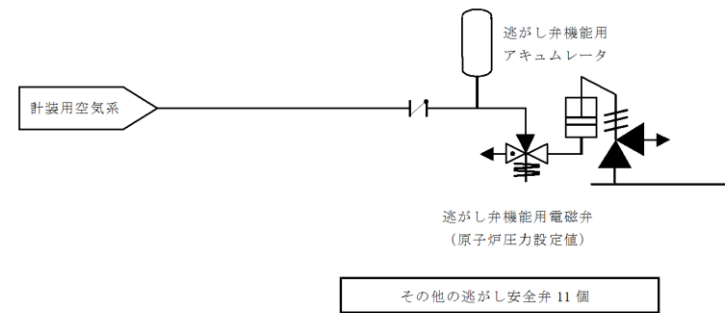


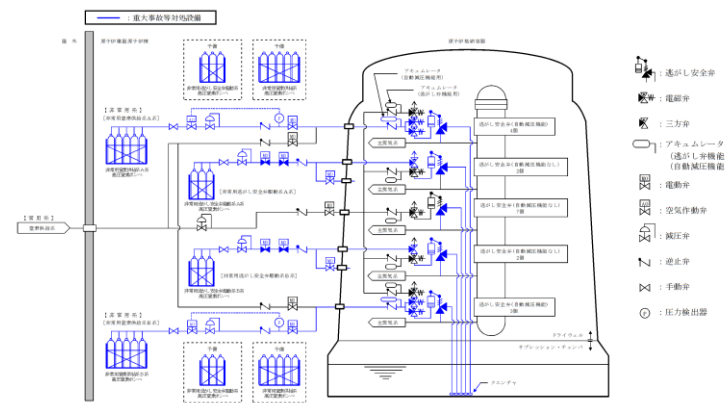
図3 高圧窒素ガス供給系 系統構成図



第1図 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 概略図



第2図 その他の逃がし安全弁概略図



第3図 非常用窒素供給系 系統概要図

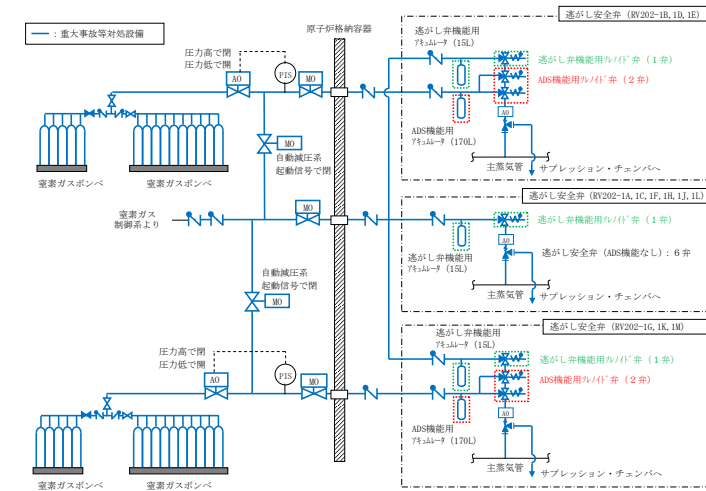


図1 逃がし安全弁窒素ガス供給系 系統概要図

・設備設計の相違  
 【柏崎6/7, 東海第二】  
 柏崎6/7, 東海第二の  
 図1, 図2は島根2号の  
 図1に含めて記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>a. 通常時の窒素ガス制御系による窒素ガス供給</p> <p>b. 系統圧力低下時又はSA時（炉心損傷前）の窒素ガスポンペによる窒素ガス供給</p> <p>c. SA時（炉心損傷後）の窒素ガスポンペによる窒素ガス供給</p> <p><b>図2 逃がし安全弁への窒素ガス供給概要図</b></p>	<p>・設備設計の相違  <b>【柏崎6/7，東海第二】</b>  島根2号炉は格納容器2Pdにおける背圧対策として、炉心損傷時に減圧弁の操作を行う。</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>高圧窒素ポンベの容量は、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個（A系4個，B系3個）を開弁させた後，7個を7日間開保持させるために必要な窒素量を基に，必要ポンベ本数を確保している。</u></p> <p><u>1系列当たりの必要ポンベ個数は以下のとおり。</u></p>	<p>3. 窒素ガスポンベの数量について</p> <p><u>窒素ガスポンベは，窒素ガス制御系が機能喪失したことを想定して，重大事故等の対処に必要な窒素ガス量を確保する設計とする。必要となる窒素ガス量を検討する上で，原子炉高圧注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の作動による圧力制御及び，原子炉低圧注水時の逃がし安全弁の開保持を考慮する。原子炉高圧注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の圧力制御時間が最も長い全交流動力電源喪失シナリオを選定し，事故発生から原子炉隔離時冷却ポンプ又は高圧原子炉代替注水ポンプが約8時間運転している間に逃がし弁機能による動作に必要な窒素ガス量を考慮する。</u></p> <p><u>一方，原子炉低圧注水時の逃がし安全弁の開保持については，手順上の弁数である6個を考慮することとし，7日間開保持させるために必要な窒素ガス量を考慮する。</u></p> <p><u>なお，手順に従い，原子炉高圧注水を想定より長い期間実施する場合を考慮して，窒素ガスを必要とする逃がし安全弁（逃がし機能）に加えて，窒素ガスを必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）をバックアップとする設計とするとともに，原子炉低圧注水時の逃がし安全弁の開保持に必要な窒素を確保することを目的として，主蒸気逃がし安全弁6個により7日間減圧維持可能な容量以上である5本以上を手動弁により隔離した状態で保管し，必要により当該手動弁を開する設計とする。</u></p> <p><u>以下に，必要な窒素ガス量及びポンベ本数の根拠を示す。</u></p>	<p>・設備設計の相違</p> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根2号炉の逃がし安全弁用窒素ガスポンベの容量は，全交流動力電源喪失時に逃がし弁機能による圧力制御に必要な窒素ガス量及び，逃がし安全弁6個を7日間開保持するために必要な窒素量を確保可能な設計とする。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p><b>【柏崎6/7】</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><b>【窒素消費量】</b></p> <p>非常用窒素供給系1系列を重大事故等の供給圧力まで加圧するための消費量 : <input type="text"/></p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）4個を作動するための消費量 : <input type="text"/></p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）4個を7日間開保持するための消費量 : <input type="text"/></p> <p>合計 : <input type="text"/></p> <p><b>【高圧窒素ポンペによる供給量】</b></p> $S_b = \frac{(P_1[\text{MPa}(\text{abs})] - P_2[\text{MPa}(\text{abs})])}{P_N[\text{MPa}(\text{abs})]} \times V_b[\text{L}/\text{本}] \times M[\text{本}]$ $= \frac{(P_1[\text{MPa}(\text{abs})] - P_2[\text{MPa}(\text{abs})])}{0.1013[\text{MPa}(\text{abs})]} \times V_b \left[ \frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}]$ $= \frac{\text{[ ]}[\text{MPa}(\text{abs})] - \text{[ ]}[\text{MPa}(\text{abs})]}{0.1013[\text{MPa}(\text{abs})]} \times 46.7 \left[ \frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}]$ $= \text{[ ]}[\text{NL}/\text{本}] \times M[\text{本}]$ <p>ここで、</p> <p><math>S_b</math> : 高圧窒素ポンペ供給量 [NL]</p> <p><math>P_1</math> : 高圧窒素ポンペ初期充填圧力 [MPa (abs)]</p> <p><math>P_2</math> : 高圧窒素ポンペ交換圧力 [MPa (abs)]</p> <p><math>P_N</math> : 大気圧 [MPa (abs)]</p> <p><math>V_b</math> : 高圧窒素ポンペ容量[L/個]</p> <p><math>M</math> : 高圧窒素ポンペ必要個数[個]</p> <p>開保持するために必要な窒素消費量より多い供給量 (<math>S_b</math>) が必要であり、</p> $S_b > \text{[ ]}$ <p>上記の関係式より</p> $\text{[ ]} \times M > \text{[ ]}$ $M > \text{[ ]}[\text{個}] \rightarrow 5[\text{個}]$ <p>非常用窒素供給系(A系: 5個, B系: 5個)及び予備の高圧窒素ポンペ(10個)ともに必要容量を確保している。</p>	<p><b>【窒素ガス消費量】</b></p> <p>a. 逃がし弁機能を動作するための消費量 : <input type="text"/> m<sup>3</sup>[normal]</p> $Q1 = Q[\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times A[\text{回}]$ $= \text{[ ]}[\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times \text{[ ]}[\text{回}]$ $= \text{[ ]} \div \text{[ ]} \text{m}^3[\text{normal}]$ <p>b. 逃がし安全弁6個を7日間開保持するための消費量 : <input type="text"/> m<sup>3</sup>[normal]</p> $Q2 = \lambda[\text{L}/\text{min}/\text{個}] \times D[\text{day}] \times 24[\text{hr}] \times 60[\text{min}] \times N[\text{個}]$ $= \text{[ ]} \times 7 \times 24 \times 60 \times 6$ $= \text{[ ]} \div \text{[ ]} \text{m}^3[\text{normal}]$ <p>ここで、各設計値は下記のとおりとなる。</p> <p><math>Q</math> : 1回あたりの標準状態における窒素ガス消費量 = <input type="text"/> [m<sup>3</sup>[normal]/回]</p> <p><math>A</math> : 最も作動回数が多い全交流動力電源喪失シナリオにおけるSRV作動回数 = <input type="text"/> [回]</p> <p><math>\lambda</math> : 逃がし安全弁1個あたりの系統漏えい量 = <input type="text"/> [L/min/個]</p> <p><math>D</math> : 開保持期間(7日間) = 7 [day]</p> <p><b>【窒素ガスポンペによる供給量】</b></p> <p><math>m1</math> : 逃がし弁機能を動作するためのポンペ本数</p> <p><math>m2</math> : 逃がし安全弁6個を7日間開保持するためのポンペ本数</p> <p><math>Q1</math> : 逃がし弁機能を動作するための窒素ガス消費量 : <input type="text"/> m<sup>3</sup>[normal]</p> <p><math>Q2</math> : 逃がし安全弁6個を7日間開保持するための窒素ガス消費量 : <input type="text"/> m<sup>3</sup>[normal]</p> <p><math>P1</math> : 窒素ガスポンペ初期圧力 : 14.7 [MPa]</p> <p><math>P2</math> : 窒素ガスポンペ必要圧力 : <input type="text"/> [MPa]</p> <p><math>P_a</math> : 大気圧 : 0.101325 [MPa]</p> <p><math>V</math> : ポンペ容量 : 46.7 [L/本]</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. 逃がし弁機能を動作するためのポンペ本数  <math>m1 = Q1 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000</math>  <math>= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div 46.7 \times 1000</math>  <math>= \square \div \square [本]</math></p> <p>b. 逃がし安全弁 6 個を 7 日間開保持するためのポンペ本数  <math>m2 = Q2 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000</math>  <math>= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div 46.7 \times 1000</math>  <math>= \square \div \square [本]</math></p> <p>c. 必要ポンペの本数  <math>m1 + m2 = \square + \square = \square \div 15 [本]</math></p> <p>以上より、必要ポンペ本数は 15 本 (46.7L/本) である。この 15 本に加えて、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを確保する。</p> <p>本設備は、最大で 5 本同時に保守点検を実施する運用としたうえで、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップとして、5 本以上を確保する。</p> <p>以上から、合計で 20 本以上を確保することとし、余裕を見て 30 本保有する。</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>3. 常用系の高圧窒素ガス供給系が機能喪失した場合の有効性評価への影響について</p> <p><u>有効性評価の全交流動力電源喪失シナリオにおいて、逃がし弁機能の最低設定圧力(7.51MPa[gage])にて原子炉を圧力制御することを前提としている。しかしながら、不活性ガス系からの窒素供給が機能喪失し、各逃がし弁用のアキュムレータに窒素が供給されないまま、長期間の事故により各弁のアキュムレータ内の窒素を消費した場合、最終的に安全弁機能の最低設定圧力(7.92MPa[gage])で圧力は制御されることとなる。</u></p> <p><u>有効性評価においては、以下の実態の運用を考慮し、事象初期に作動する逃がし弁機能による原子炉圧力制御にて代表させている。なお、全交流動力電源喪失のような長期的に原子炉圧力制御を行うシーケンスにおいては安全弁機能による影響を確認している。</u></p> <p>(1) 運転員による手動圧力制御</p> <p><u>実態の運用としては、運転員は頻繁な逃がし安全弁の動作を回避するため、手動開操作により、逃がし安全弁を操作し、原子炉圧力を制御する。その結果として、逃がし安全弁の開放する回数が少なくなる。</u></p> <p>(2) RCIC の運転方法</p> <p><u>有効性評価では、原子炉水位 L2~L8 制御にて RCIC 起動・停止としている。実態の運用としては、RCIC の系統流量を調整することにより、起動・停止の回数が少なくなる。これにより、原子炉内の蒸気を継続して消費することから、原子炉圧力の上昇率は抑制され、逃がし安全弁が開放する回数が少なくなる。</u></p> <p>(3) 高圧窒素ガス供給系の使用</p> <p><u>アキュムレータ内の窒素を消費した場合においても高圧窒素ガス供給系を使用することによって、逃がし弁機能による圧力制御を継続・維持することも可能である。なお、高圧窒素ガス供給系を使用した場合の逃がし安全弁の動作可能回数は約 2,000 回(格納容器圧力 0.31MPa[gage]にて)であり、全交流動力電源喪失における逃がし安全弁動作回数である約 1,500 回を上回る。</u></p> <p><u>安全弁機能にて原子炉圧力を制御した場合においても、原子炉隔離時冷却系による注水は可能であり、原子炉系の最高使用圧力(8.62MPa[gage])以下で制御されるため問題とならない。</u></p>			<p>・設備設計の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7】</b></p> <p>島根 2 号炉は、窒素ガスポンベから逃がし弁機能用 Acc への窒素供給は維持される設備設計であり、逃がし弁機能による圧力制御に必要な窒素ガスポンベを確保しているため、影響評価は不要。</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>図4 から図7 に安全弁機能を使用した場合の全交流動力電源喪失時の感度解析の結果を示す。図4 に示すとおり、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として原子炉格納容器に排気されるタイミングの差異は生じるが、圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉の影響は軽微で、格納容器ベント（1Pd 到達）の実施時期を含めて原子炉格納容器除熱への影響はない。</p> <p>また、低圧注水等に移行するための急速減圧は、自動減圧用のアキュムレータを用いるため、逃がし弁用のアキュムレータ内の窒素の消費の状況に係わらず操作は可能であり、逃がし安全弁の吹出圧力が7.51MPa[gage] から7.92MPa[gage] に上昇することで、急速減圧時の圧力が上昇するが、減圧時間に対する影響は軽微で、図6 に示すとおり燃料被覆管温度に対しても有為な影響はない。</p> <p>なお、逃がし安全弁の開保持は、高圧窒素ガス供給系を用いて実施する。</p> <div data-bbox="201 892 845 1312"> </div> <p>図4 原子炉圧力の変化</p> <div data-bbox="201 1428 845 1848"> </div> <p>図5 原子炉水位の変化</p>			

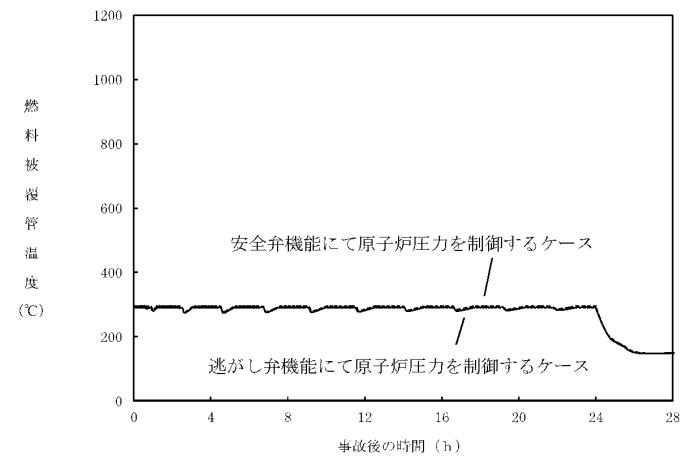


図6 高出力燃料集合体の燃料被覆管の温度の変化

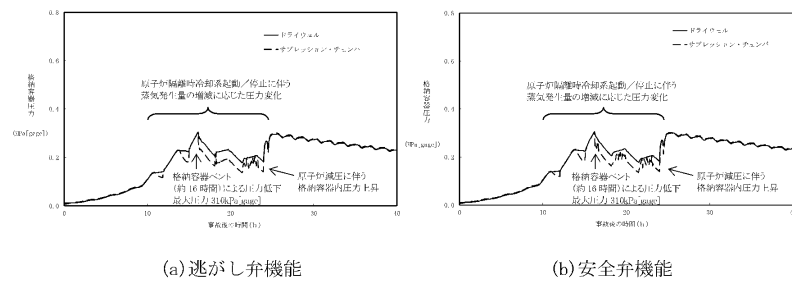


図7 格納容器圧力の変化

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>4. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い</p> <p>常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクキュムレータに、<u>不活性ガス系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の7.51MPa[gage]で原子炉の圧力は制御される。</u></p> <p>地震等により、常用系が使用不可の場合は、<u>7.51MPa[gage]から徐々に吹出圧力が上昇し、最終的には安全弁機能の最低設定圧力の7.92MPa[gage]で圧力は制御される。</u></p> <p>有効性評価では、<u>逃がし弁機能の最低設定圧力(7.51MPa[gage])で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、事故時運転操作手順書(徴候ベース)に定めるとおり、逃がし安全弁による減圧にあたっては、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管クエンチャ位置の弁を順次開放することとしている。</u></p> <p>なお、<u>安全弁機能で圧力制御される場合においても逃がし安全弁のうち安全弁機能の最低設定圧力(7.92MPa[gage])を有する弁は2個あり、図8に示すように当該弁はサブプレッション・チェンバ・プールの対角位置に設置されていることから、安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が1カ所に偏らないよう考慮されている。</u></p>	<p>3. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る<u>解析と実際の運用の違い</u></p> <p>有効性評価では、<u>逃がし安全弁(安全弁機能)の最低設定圧力(7.79MPa[gage])で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実際の運用としては、サブプレッション・プール水温の上昇を周方向で均一にするために、運転手順に基づき温度を監視しながらなるべく離れた排気管クエンチャ位置の逃がし安全弁を順次開放することとしている。</u></p> <p><u>また、逃がし安全弁(自動減圧機能)のみに限定しても同様の操作が可能である。</u></p> <p>なお、<u>逃がし安全弁(安全弁機能)の最低設定圧力の弁2個のみで圧力制御される場合においても、第4図に示すとおり当該弁は対角位置に設置されていることから、原子炉から放出される蒸気が1箇所に偏らないよう考慮されている。</u></p>	<p>4. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る<u>実態と解析の違い</u></p> <p>常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクキュムレータに、逃がし安全弁窒素ガス供給系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の<u>7.58MPa[gage]で原子炉の圧力は制御される。</u></p> <p>地震等により、常用系が使用不可の場合でも、<u>逃がし安全弁用窒素ガスボンベから逃がし弁機能のアクキュムレータに窒素ガスを供給することが可能である。</u></p> <p>有効性評価では、<u>逃がし弁機能の最低設定圧力(7.58MPa[gage])で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、事故時操作要領書(徴候ベース)に定めるとおり、逃がし安全弁による圧力制御にあたっては、サブプレッション・プール水温の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管の位置の弁を順次開放することとしている。</u></p> <p>なお、<u>逃がし安全弁のうち逃がし弁機能の最低設定圧力7.58MPa[gage]、安全弁機能の最低設定圧力8.14MPa[gage]を有する弁は2個あり、図2に示すように当該弁はサブプレッション・プールの対角位置に設置されていることから、逃がし弁機能又は安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が1箇所に偏らないよう考慮されている。</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備仕様の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は窒素ガスボンベから窒素供給を行い、逃がし弁機能による圧力制御を行う。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 安全弁機能で解析。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備仕様の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、全てのSRVにて減圧が可能。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備仕様の相違。また、島根2号炉は、逃がし弁機能による圧力制御を行う。 【東海第二】 島根2号炉は、全てのSRVにて減圧が可能。</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>5. 原子炉圧力制御に係るサプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響</p> <p>「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第5部 MAAP 別添1(補足) 圧力抑制プール(S/C)の温度成層化の影響について」(以下「解析コード資料」という。)にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており、これを踏まえ、ABWRにおけるサプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。</p> <p>解析コード資料で参照した福島第二4号炉の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパー ज्याの位置関係は図9と同様な位置関係であり、</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、温度成層化の発生の可能性は小さくなる。</p> <p>一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水を行う場合には、サプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の発生可能性はあるが、図9に示すとおり柏崎刈羽6号及び7号炉の逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション・チェンバ・プールの底部から約2mの下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サプレッション・チェンバ・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した福島第二4号炉と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。</p>	<p>4. 原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響</p> <p>「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第5部 MAAP 別添1(補足) 圧力抑制プール(S/C)の温度成層化の影響について」(以下「解析コード資料」という。)にて、温度成層化の発生可能性について、福島事故を踏まえた考察をまとめている。</p> <p>第4図及び第5図に示すとおり、東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ(Xクエンチャ)及び原子炉隔離時冷却系の排気スパー ज्याの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉と同様な位置関係である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サプレッション・プールの温度成層化の発生可能性は小さくなる。</p> <p>一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉減圧状態を維持して低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する場合には、温度成層化の発生可能性はあるが、逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション・チェンバの底部から約2.2m程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所2号炉と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。</p>	<p>5. 原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響</p> <p>解析コード(MAAPコード)<sup>[1]</sup>にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており、これを踏まえ、逃がし安全弁での原子炉圧力を制御する場合のサプレッション・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。</p> <p>解析コード資料で参照した福島第二4号炉の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパー ज्याの位置関係は図3と同様な位置関係であり、</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サプレッション・プールの温度成層化の発生可能性は小さくなる。</p> <p>一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いた原子炉注水を行う場合には、サプレッション・プール水の温度の成層化が発生する可能性はあるが、逃がし安全弁の排気口はサプレッション・チェンバの底部から約1.5m程度の下部に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はTクエンチャである。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号は、長期TBの解析上、低圧原子炉代替注水系(常設)を使用しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 設備仕様の相違。</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>図8 サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図</p>	<p>第4図 サプレッション・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図</p>	<p>図3 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁排気管の配置図</p>	
			
<p>図9 サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャ排気口及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの配置図</p>	<p>第5図 逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの配置図</p>	<p>図4 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの配置図</p> <p>参考文献  <u>[1]「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(MAAP)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-094, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-123, 平成30年5月</u></p>	<p>・資料構成の相違  <b>【柏崎6/7, 東海第二】</b>  トピカルレポート化に伴い, 参考文献として記載。</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 style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.5</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）</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、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た後、原子炉減圧し、その後、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低压代替注水系（常設）</u>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（全交流動力電源喪失（長期 T B））</p> <p>全交流動力電源喪失（長期 T B）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>可搬型代替注水中型ポンプ</u>による原子炉注水の準備完了後、原子炉を減圧し、<u>可搬型代替注水中型ポンプ</u>を用いた<u>低压代替注水系（可搬型）</u>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（全交流動力電源喪失（長期 T B））</p> <p>「<u>全交流動力電源喪失（長期 T B）</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</u>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、事象発生から 8 時間後に原子炉減圧し、その後、<u>逃がし安全弁を開維持</u>することで、<u>低压原子炉代替注水系（可搬型）</u>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。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>                      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>・設備設計及び運用の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>                      島根 2号炉は、S / C 水温上昇に伴い原子炉隔離時冷却系の運転継続ができなくなる前の事象発生 8 時間後より</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>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、<u>事象発生から約 16 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、実効線量は約 <math>4.9 \times 10^{-2}</math> mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。</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></p> <p>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、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>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、<u>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<u>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。</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></p> <p>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原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）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、また、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ェル温度は<u>わずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による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>低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</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>・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2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (全交流動力電源喪失+DC喪失) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び最悪条件) の下欄から	解析条件の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
格納容器圧力	3.43MPa (1ドライウェル・2サブプレッシャー・3中間貯留タンク) 約 3.25MPa (設計値) 約 3.00MPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力を維持する値として設定	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。例えば、事故発生から約10分間の間に格納容器圧力が約3.00MPaに低下した場合、運転員は格納容器圧力を維持するための操作を行う。また、格納容器圧力が約3.00MPaに低下した場合、運転員は格納容器圧力を維持するための操作を行う。	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。例えば、事故発生から約10分間の間に格納容器圧力が約3.00MPaに低下した場合、運転員は格納容器圧力を維持するための操作を行う。また、格納容器圧力が約3.00MPaに低下した場合、運転員は格納容器圧力を維持するための操作を行う。
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。
外部冷却水の流量	3.43m³/s (1ドライウェル・2サブプレッシャー・3中間貯留タンク)	冷却水の流量を確保するための設定	冷却水の流量が低下することから、運転員等が、あらかじめ冷却水の流量の低下を監視し、必要に応じて冷却水の流量を維持するための操作を行う。	冷却水の流量が低下することから、運転員等が、あらかじめ冷却水の流量の低下を監視し、必要に応じて冷却水の流量を維持するための操作を行う。
外部冷却水の温度	57℃ (中間貯留タンク) 約 40℃ (冷却水)	冷却水の温度を確保するための設定	冷却水の温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ冷却水の温度の低下を監視し、必要に応じて冷却水の温度を維持するための操作を行う。	冷却水の温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ冷却水の温度の低下を監視し、必要に応じて冷却水の温度を維持するための操作を行う。
外部冷却水の圧力	約 2.140MPa	冷却水の圧力を確保するための設定	冷却水の圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ冷却水の圧力の低下を監視し、必要に応じて冷却水の圧力を維持するための操作を行う。	冷却水の圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ冷却水の圧力の低下を監視し、必要に応じて冷却水の圧力を維持するための操作を行う。
燃料の貯量	約 2.140ML	燃料の貯量を確保するための設定	燃料の貯量が低下することから、運転員等が、あらかじめ燃料の貯量の低下を監視し、必要に応じて燃料の貯量を維持するための操作を行う。	燃料の貯量が低下することから、運転員等が、あらかじめ燃料の貯量の低下を監視し、必要に応じて燃料の貯量を維持するための操作を行う。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (2/5)

項目	解析条件の下欄から		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最悪条件			
格納容器圧力	5.0MPa (設計値)	約 2.25MPa (設計値) ~ 約 4.25MPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力を維持する値として設定	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。
格納容器温度	57℃	約 35℃ ~ 約 58℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度を維持するための設定	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。
格納容器圧力 (ドライウェル)	5.70MPa (設計値)	5.70MPa (設計値)	格納容器圧力を維持するための設定	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。
格納容器温度 (サブプレッシャー・中間貯留タンク)	57℃	約 4.05MPa ~ 約 4.09MPa (設計値) ~ 約 3.30MPa (実測値)	格納容器温度を維持するための設定	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。

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

項目	解析条件の下欄から		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最悪条件			
格納容器圧力 (ドライウェル)	7.90MPa (設計値)	7.90MPa (設計値)	ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。
格納容器温度 (サブプレッシャー・中間貯留タンク)	57℃	約 35℃ ~ 約 58℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度を維持するための設定	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。
格納容器圧力 (サブプレッシャー・中間貯留タンク)	5.70MPa (設計値)	5.70MPa (設計値)	格納容器圧力を維持するための設定	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。	格納容器圧力が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器圧力の低下を監視し、必要に応じて格納容器圧力を維持するための操作を行う。
格納容器温度 (サブプレッシャー・中間貯留タンク)	57℃	約 4.05MPa ~ 約 4.09MPa (設計値) ~ 約 3.30MPa (実測値)	格納容器温度を維持するための設定	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。	格納容器温度が低下することから、運転員等が、あらかじめ格納容器温度の低下を監視し、必要に応じて格納容器温度を維持するための操作を行う。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (全交流動力電源喪失+DC 喪失) (3/3)

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	最悪条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
事故条件	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	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	-
初期条件	安全機能の喪失に対する仮定	-	全ての異常出力アイゼンバースト後の機能喪失を想定して設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、事故進展に与える影響については考慮しない。	-
中期条件	外部電源	-	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	解析条件と最悪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。	-
後期条件	原子炉システム	-	原子炉システム急停止時間 (遅れ時間 : 0.08 秒)	解析条件と最悪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。	-
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源	-	原子炉システム急停止時間 (遅れ時間 : 0.08 秒)	解析条件と最悪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。	-
初期条件	安全機能の喪失に対する仮定	-	全ての異常出力アイゼンバースト後の機能喪失を想定して設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、事故進展に与える影響については考慮しない。	-
中期条件	外部電源	-	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	解析条件と最悪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。	-
後期条件	原子炉システム	-	原子炉システム急停止時間 (遅れ時間 : 0.08 秒)	解析条件と最悪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。	-
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源	-	原子炉システム急停止時間 (遅れ時間 : 0.08 秒)	解析条件と最悪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。	-
初期条件	安全機能の喪失に対する仮定	-	全ての異常出力アイゼンバースト後の機能喪失を想定して設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、事故進展に与える影響については考慮しない。	-
中期条件	外部電源	-	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	解析条件と最悪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。	-
後期条件	原子炉システム	-	原子炉システム急停止時間 (遅れ時間 : 0.08 秒)	解析条件と最悪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。	-
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源	-	原子炉システム急停止時間 (遅れ時間 : 0.08 秒)	解析条件と最悪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。	-

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/5)

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よる影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.883m (通常運転範囲の下限値)	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	最悪条件とした場合には、サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、さらさらの値は非常に小さい。例えば、サプレッション・プール水位 (0.083%) による水質変化は約 42% であり、その割合は初期保有水量の 1.3% 程度と非常に小さい。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。	最悪条件とした場合には、サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、さらさらの値は非常に小さい。例えば、サプレッション・プール水位 (0.083%) による水質変化は約 42% であり、その割合は初期保有水量の 1.3% 程度と非常に小さい。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。
	サプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	解析条件とした場合には、解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度と同程度以下となる。32℃の場合、サプレッション・プール水温度と同等以下の場合は、運転員等操作時間による影響は小さい。32℃未満の場合は、サプレッション・プール水温度と同等以下の場合は、運転員等操作時間による影響は小さい。	最悪条件とした場合には、解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度と同程度以下となる。32℃の場合、サプレッション・プール水温度と同等以下の場合は、運転員等操作時間による影響は小さい。32℃未満の場合は、サプレッション・プール水温度と同等以下の場合は、運転員等操作時間による影響は小さい。
中期条件	真空破断装置	作動圧 : 3.45kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバール部圧)	真空破断装置の設定値	解析条件とした場合には、解析条件で設定している真空破断装置の作動圧と同等である。32℃未満の場合は、真空破断装置の作動圧が低くなるため、運転員等操作時間による影響は小さい。	最悪条件とした場合には、解析条件で設定している真空破断装置の作動圧と同等である。32℃未満の場合は、真空破断装置の作動圧が低くなるため、運転員等操作時間による影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃以下	外部水源の温度を設定	外部水源の温度は、解析条件で設定している外部水源の温度と同等である。35℃未満の場合は、外部水源の温度が低くなるため、運転員等操作時間による影響は小さい。	最悪条件とした場合には、解析条件で設定している外部水源の温度と同等である。35℃未満の場合は、外部水源の温度が低くなるため、運転員等操作時間による影響は小さい。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失+長斯TB) (3/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
初期条件	外部水源の容量	7.00m <sup>3</sup>	補給水槽 (西1/西2) の水量を参考に、最悪条件を包絡できる条件を設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	-
	燃料の容量	1.180m <sup>3</sup> (合計貯蔵量)	発電所内に貯蔵している燃料の容量を参考に、最悪条件を包絡できる条件を設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	-
中期条件	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	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	-
	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ゼール発電機の機能喪失を想定して設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	-
後期条件	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	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	-



第2表 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

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	最悪条件			
前提条件	外部水漏れの容量	約 8,600m <sup>3</sup>	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯水の管理下容量を設定	最悪条件とした場合は、解析条件よりも容量の余裕が確保されるため、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。	-
	燃料の容量	約 1,010t	燃料貯蔵タンク及び可搬型設備用燃料タンクの管理下容量を設定	最悪条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。管理下限の容量として事故発生から7日後までに必要な容量を確保しており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間には大きな影響はない。	-
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主変電設備の故障を想定し、外部電源が喪失することを想定。外部電源用マイゼム発電機等全ての非常用マイゼム発電機等が動作することを想定	外部電源喪失は超常現象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	-
	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源なし	超常現象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は超常現象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	-
重大事故条件	原子炉システム	原子炉水位低 (レベル3) (選択時間1.05秒)	タービン加減速制御系 (タービン制御) 及び原子炉保護系 (原子炉保護) の故障を想定し、原子炉水位低 (レベル3) (選択時間1.05秒) による原子炉出力の低下を想定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。	-
	原子炉圧力制御系	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間1.05秒)	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間1.05秒) による原子炉出力の低下を想定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。	-
機器条件	原子炉システム	原子炉水位低 (レベル3) (選択時間1.05秒)	タービン加減速制御系 (タービン制御) 及び原子炉保護系 (原子炉保護) の故障を想定し、原子炉水位低 (レベル3) (選択時間1.05秒) による原子炉出力の低下を想定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。	-
	原子炉圧力制御系	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間1.05秒)	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間1.05秒) による原子炉出力の低下を想定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。	-

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

項目	解析条件	最悪条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉システム	原子炉水位低 (レベル3) (選択時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	原子炉水位低 (レベル3) 等	原子炉水位低 (レベル3) 等	解析条件よりも原子炉水位低 (レベル3) 等による原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。
	原子炉圧力制御系	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間: 1.05秒)	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間: 1.05秒)	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間: 1.05秒) による原子炉出力の低下を想定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。
機器条件	原子炉システム	原子炉水位低 (レベル3) (選択時間: 1.05秒)	タービン加減速制御系 (タービン制御) 及び原子炉保護系 (原子炉保護) の故障を想定し、原子炉水位低 (レベル3) (選択時間: 1.05秒) による原子炉出力の低下を想定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。	-
	原子炉圧力制御系	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間: 1.05秒)	原子炉圧力制御系 (レベル3) (選択時間: 1.05秒) による原子炉出力の低下を想定	最悪条件とした場合には、原子炉出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッションタンクに排出する水の量を確保できず、原子炉の運転に支障が生じる可能性がある。運転員等操作時間には大きな影響はない。	-

第2表 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 (5/5)

項目	解析条件の区別		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 発生にて自動起動 (7.80MPa [case]) ~ 1.0MPa [case] (において) となる場合、24時間 10分後に手動起動し、1.005MPa (0.14MPa [d17] (において) (最大1.070MPa/h) (1系相当))	原子炉水位異常低下 (レベル2) 発生にて自動起動 (7.80MPa [case]) ~ 1.0MPa [case] (において) となる場合、24時間 10分後に手動起動し、1.005MPa (0.14MPa [d17] (において) (最大1.070MPa/h) (1系相当))	設計値を規定し、原子炉隔離時冷却系の流量に与える影響は、原子炉圧力に与える影響と同等である。設計値として設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。
換気機停止系 (低圧注水系)	最大110m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	最大110m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	設計値に記入される流量を考慮した値として設定	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。
代替換気機停止系 (可搬型)	50m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	50m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	設計に基づき、停用時の注水圧力及び系圧を確保し、必要に応じて流量を考慮し、設計	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。
代替換気機停止系 (可搬型)	130m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	130m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	設計に基づき、停用時の注水圧力及び系圧を確保し、必要に応じて流量を考慮し、設計	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。
換気機停止系 (可搬型)	最大110m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	最大110m <sup>3</sup> /h (換気機停止系) (可搬型)	設計に基づき、停用時の注水圧力及び系圧を確保し、必要に応じて流量を考慮し、設計	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事業進展に影響は与えない。





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開始時間余裕 (全流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (2/5)

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作開始条件	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
格納容器圧力減圧による格納容器減圧操作	格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	<p>【認知】 格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時を超過する。また、緊急時対策員による格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生が認められた。</p> <p>【要因】 格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生が認められた。</p>	<p>運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>

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開始時間余裕 (2/5)

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
過給機停止による格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	<p>【認知】 格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識する。また、緊急時対策員による格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生が認められた。</p> <p>【要因】 格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生が認められた。</p>	<p>運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>

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開始時間余裕 (全流動力電源喪失 (長期BT)) (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ要素		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
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
直流通電の負荷切離し操作及び格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時	<p>直流通電の負荷切離し操作及び格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識する。また、緊急時対策員による格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生が認められた。</p> <p>【要因】 格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生が認められた。</p>	<p>運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>直流通電の負荷切離し操作及び格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>	<p>運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を認識し、格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。運転員等が格納容器減圧圧力0.31MPa (range) 30分時の発生を確認する。</p>



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+DG喪失) (3/5)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		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
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
所内送電式 交流電源設備 の切替え換 機 (A2-A0)	【認知】 所内送電式交流電源設備 (A2-A0) 切替え機は、全交流動力電源喪失から19時間経過するまで実施する操作であり、経過時間を確認しながら対応操作を実施する必要がある。確認が完了しない限り操作開始時間には与える影響はない。 【要員配置】 本切替え機は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員 (保通) は、中央制御室から現場まであるコンソール室まで移動し、所内送電式交流電源設備 (A2-A0) 切替え機を操作する。通常15分程度で移動可能であるが、余裕を含めて30分の移動時間を含まれた切替え機操作時間を想定している。また、アラーム発生時の対応に要する時間も含めて15分の操作時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 本切替え機は停止状態となるため、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため、原子炉水位維持の観点から、原子炉水位 (レベル) にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替え機操作を行う等、安全側の操作を優先し行うため、原子炉水位の状況等により、操作開始時間が変動し得る。 【操作の優先度】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、本操作は起こりにくく、本操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	【認知】 所内送電式交流電源設備 (A2-A0) 切替え機は、全交流動力電源喪失から19時間経過するまで実施する操作であり、経過時間を確認しながら対応操作を実施する必要がある。確認が完了しない限り操作開始時間には与える影響はない。 【要員配置】 本切替え機は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員 (保通) は、中央制御室から現場まであるコンソール室まで移動し、所内送電式交流電源設備 (A2-A0) 切替え機を操作する。通常15分程度で移動可能であるが、余裕を含めて30分の移動時間を含まれた切替え機操作時間を想定している。また、アラーム発生時の対応に要する時間も含めて15分の操作時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 本切替え機は停止状態となるため、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため、原子炉水位維持の観点から、原子炉水位 (レベル) にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替え機操作を行う等、安全側の操作を優先し行うため、原子炉水位の状況等により、操作開始時間が変動し得る。 【操作の優先度】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、本操作は起こりにくく、本操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等

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 (3/5)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		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
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
格納容器代 替スプレ イ系 (可 燃型) による 原子炉冷却 水の注水 による原子 炉冷却水の 注水	【認知】 格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水は、約19時間後から約24時間後までの間に実施する操作であり、経過時間を確認しながら対応操作を実施する必要がある。確認が完了しない限り操作開始時間には与える影響はない。 【要員配置】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員 (保通) は、中央制御室から現場まであるコンソール室まで移動し、格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水を行う。通常15分程度で移動可能であるが、余裕を含めて30分の移動時間を含まれた注水操作時間を想定している。また、アラーム発生時の対応に要する時間も含めて15分の操作時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の優先度】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、本操作は起こりにくく、本操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	【認知】 格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水は、約19時間後から約24時間後までの間に実施する操作であり、経過時間を確認しながら対応操作を実施する必要がある。確認が完了しない限り操作開始時間には与える影響はない。 【要員配置】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員 (保通) は、中央制御室から現場まであるコンソール室まで移動し、格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水を行う。通常15分程度で移動可能であるが、余裕を含めて30分の移動時間を含まれた注水操作時間を想定している。また、アラーム発生時の対応に要する時間も含めて15分の操作時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の優先度】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、本操作は起こりにくく、本操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等

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+長期T B) (3/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		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
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
格納容器代 替スプレ イ系 (可 燃型) による 原子炉冷却 水の注水 による原子 炉冷却水の 注水	【認知】 格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水は、約19時間後から約24時間後までの間に実施する操作であり、経過時間を確認しながら対応操作を実施する必要がある。確認が完了しない限り操作開始時間には与える影響はない。 【要員配置】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員 (保通) は、中央制御室から現場まであるコンソール室まで移動し、格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水を行う。通常15分程度で移動可能であるが、余裕を含めて30分の移動時間を含まれた注水操作時間を想定している。また、アラーム発生時の対応に要する時間も含めて15分の操作時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の優先度】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、本操作は起こりにくく、本操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	【認知】 格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水は、約19時間後から約24時間後までの間に実施する操作であり、経過時間を確認しながら対応操作を実施する必要がある。確認が完了しない限り操作開始時間には与える影響はない。 【要員配置】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員 (保通) は、中央制御室から現場まであるコンソール室まで移動し、格納容器代替スプレイ系 (可燃型) による原子炉冷却水の注水を行う。通常15分程度で移動可能であるが、余裕を含めて30分の移動時間を含まれた注水操作時間を想定している。また、アラーム発生時の対応に要する時間も含めて15分の操作時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 本操作は現場操作であり、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う運転員 (保通) を配置している。運転員 (保通) は、事象発生19時間後現場に到着する他の保通はないため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の優先度】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、本操作は起こりにくく、本操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等



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+DG喪失）（4/5）

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間
代替格納炉冷却系（低圧注水モード）運転操作	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後
代替格納炉冷却系（低圧注水モード）運転操作	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（4/5）

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間	解析上の操作時間
代替格納炉冷却系（低圧注水モード）運転操作	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後
代替格納炉冷却系（低圧注水モード）運転操作	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後	事故発生24時間後

東海第二発電所 (2018.9.12版)

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（長期TB）（4/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間				
常設代替交流電源設備からの受電	事故発生24時間後	事故発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電までの時間余裕がある。	-	-	訓練実績等
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（格納炉冷却モード）による格納炉冷却操作	事故発生24時間後	事故発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電までの時間余裕がある。	-	-	訓練実績等
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	事故発生24時間後	事故発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電までの時間余裕がある。	-	-	訓練実績等

島根原子力発電所 2号炉

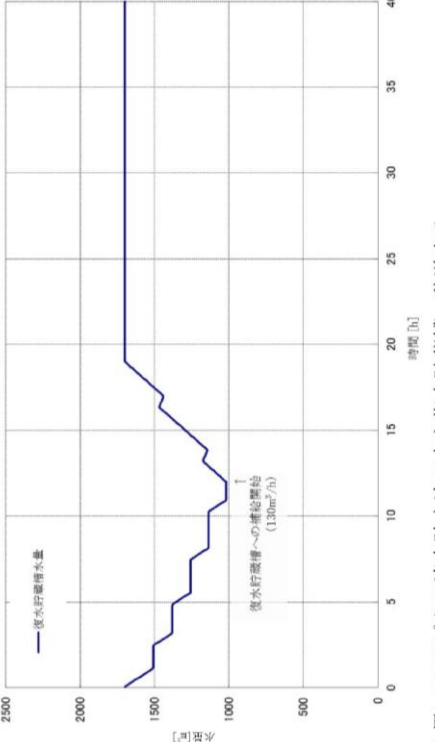
備考

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失+DG喪失) (5/5)

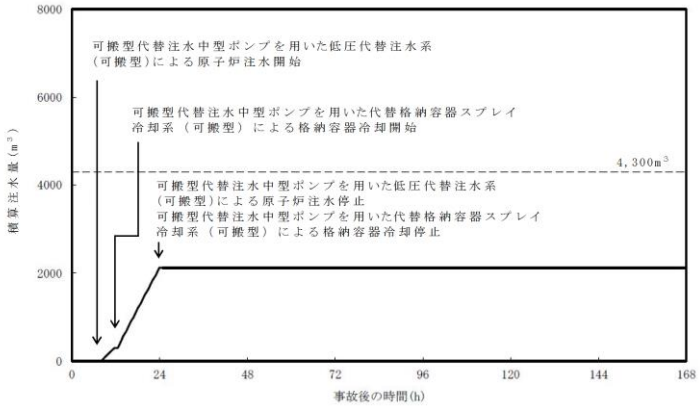
項目	解析上の操作開始時間		解析上の操作開始時刻	解析上の操作開始時刻		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時刻	解析上の操作開始時刻		条件設定の考え方	操作の不確かさ要因				
操作条件	遠がし全弁による手動停止(貯蔵)操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、復水移送ポンプの起動を確認し、遠がし全弁操作開始まで約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	-	訓練実績等により、低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水の運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉駆動機(常設)による原子炉駆動機(常設)の運転操作	事象発生約25時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	-	訓練実績等により、復水移送ポンプの起動を確認し、遠がし全弁操作開始まで約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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 (5/5)

項目	解析上の操作開始時刻	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シーケンスの初期条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より、運転員及び専任事故対応要員(現場)による常設代替交流電源設備による非常用駆動機及び受電機を遠がし全弁操作開始まで約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	残留熱除去系(低圧注水系統)による原子炉注水操作及び残留熱除去系(格納容器)による格納容器熱交換	事象発生24時間後 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を考慮して設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-

添付資料 2.3.1.7 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）	添付資料 2.3.1.6 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（長期TB））	添付資料 2.3.1.6 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（長期TB））	備考
<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)</p>  <p>○水源 復水貯蔵槽水量：約1,700m<sup>3</sup> 淡水貯水池：約18,000m<sup>3</sup></p> <p>○水使用パターン ①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 事象発生から24時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施する。 (原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位低(レベル2)の間で注水する)</p> <p>②低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生から24時間後の原子炉減圧後は、低圧代替注水系(常設)により注水する。</p> <p>③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送 事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)4台を用いて130m<sup>3</sup>/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。</p> <p>○時間評価(右上図) 事象発生12時間後までは復水貯蔵槽を水源として、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後からは、復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約1,600m<sup>3</sup>必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約3,200m<sup>3</sup>必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>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>東海第二発電所 (2018.9.12版)</p> <p>添付資料 2.3.1.6</p> <p><u>7日間における水源の対応について</u> <u>(全交流動力電源喪失(長期TB))</u></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"> <li>西側淡水貯水設備：約4,300m<sup>3</sup></li> </ul> <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8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イ冷却系(可搬型)による格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力が0.279MPa[gage]に到達する事象発生約13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イ冷却系(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イ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を停止する。</p> <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>島根原子力発電所 2号炉</p> <p>添付資料 2.3.1.6</p> <p><u>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(長期TB))</u></p> <p>○水源 輪谷貯水池(西1/西2)※：約7,000m<sup>3</sup>(約3,500m<sup>3</sup>×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 事象発生から8時間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イ系(可搬型)による格納容器スプレイ 事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m<sup>3</sup>/hで間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価 事象発生8時間後まではサブプレッション・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、輪谷貯水池(西1/西2)水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水、事象発生19時間後から格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイを実施する。水源はいずれも輪谷貯水池(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池(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1,100m<sup>3</sup>が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。 (70m<sup>3</sup>/h×1h) + (32m<sup>3</sup>/h×1h) + (28m<sup>3</sup>/h×10h) + (25m<sup>3</sup>/h×7h) + 526m<sup>3</sup>≒1,100m<sup>3</sup></p>	<p>・解析結果の相違 【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> <p>・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】 島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p>



柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>事象発生8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2,130m<sup>3</sup>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（長期TB）)</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2,130m<sup>3</sup>の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に約4,300m<sup>3</sup>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 2.3.1.8

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)

6号及び7号炉運転中、1〜5号炉停止中。1〜6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。 事後：全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）は6号及び7号炉が電圧下することとし、5号炉が原子炉運転時緊急電源装置、プランドに即座して接続し、復旧可能とする。 注35、注36、注37		判定
時系列		合計
1 事象発生直後〜事象発生後7日間	代替原子炉補機冷却用電源 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L	6号及び7号炉軽油消費 約1,000kL(注33)、及び5号 炉スターバード発電機用 燃料タンク約1,000Lの 容量(合計)は 約2,000kLであり、 7日間対応可能。
2 復旧作業開始後7日間	常設代替交流電源装置 3台起動。注1 1,000L/h×24h×7日×3台=504,000L	7日間の 軽油消費量 約552kL
3 復旧作業開始後7日間	可搬型代替注水ポンプ 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.60L/h×24h×7日×2台=672,000L	7日間の 軽油消費量 約552kL(注34)であり、 7日間対応可能。
4 非常用ディーゼル発電機 2台起動。注2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,870L/h×24h×7日×2台=631,680L	代替原子炉補機冷却用電源 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L	7日間の 軽油消費量 約552kL(注33)であり、 7日間対応可能。
5 非常用ディーゼル発電機 2台起動。注2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,870L/h×24h×7日×2台=631,680L	可搬型代替注水ポンプ 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.60L/h×24h×7日×2台=672,000L	7日間の 軽油消費量 約552kL(注34)であり、 7日間対応可能。
6 非常用ディーゼル発電機 2台起動。注2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,870L/h×24h×7日×2台=631,680L	緊急時対策用発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 411L/h×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70,0kL	7日間の 軽油消費量 約552kL(注33)であり、 7日間対応可能。
7 緊急時対策用発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 411L/h×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70,0kL		7日間の 軽油消費量 約552kL(注33)であり、 7日間対応可能。

注1 事象発生直後から緊急電源装置3台を起動し、7日間対応可能とする。  
注2 事象発生直後から緊急電源装置3台を起動し、7日間対応可能とする。  
注3 緊急時対策用発電機は1台であるが、保守的に緊急電源装置3台を起動し、7日間対応可能とする。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

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(長期TB))

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

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×5台(運転台数) =約352.8kL	7日間の 軽油消費量 約352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約12.0kL	7日間の 軽油消費量 約12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約210kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL	7日間の 軽油消費量 約70.0kL	緊急時対策用発電機燃料貯蔵タンクの容量は約75kLであり、7日間対応可能

添付資料 2.3.1.7

島根原子力発電所 2号炉

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(長期TB))

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

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 0.0677m³/h×24h×7日×1台=11.3736m³	7日間の 軽油消費量 約12m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³であり、7日間対応可能
ガスタービン発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の 軽油消費量 約352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の 軽油消費量 約8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能

添付資料 2.3.1.7

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】

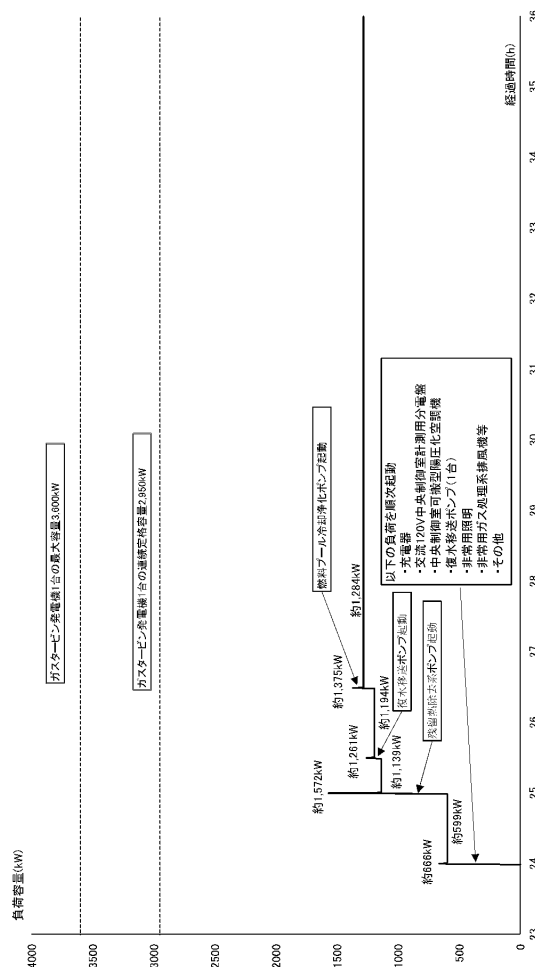
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

添付資料 2.3.1.9

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+DG 喪失))

<6号炉>

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中央制御室計測分電盤A,B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)
燃料プールの冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約37kW
その他必要な設備	約103kW
合計 (連続最大容量)	約1284kW
	(約1572kW)



負荷積算イメージ

※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。

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

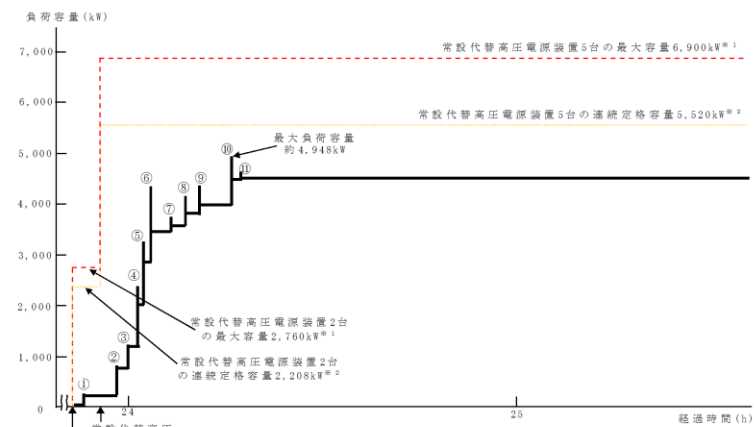
添付資料 2.3.1.8

常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (長期TB))

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* ・120/240V計測用母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他必要な負荷**	約79 約108 約134 約14 約234	約799	約786
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明* ・120/240V計測用母線盤2B ・その他必要な負荷**	約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,201
④	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約2,401	約2,038
⑤	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約3,238	約2,875
⑥	残留熱除去系ポンプ	約384	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	約55 約8 約95	約3,756	約3,568
⑧	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約83 約183	約4,145	約3,804
⑨	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約4,358	約3,966
⑩	非常用海水ポンプ その他必要な負荷	約30 約4	約4,948	約4,480
⑪	代替燃料プール冷却ポンプ	約30	約4,989	約4,510



※1 常設代替高圧電源装置5台の連続定格容量(1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高圧電源装置5台の連続定格容量(1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)  
 ※3 非常用海水ポンプの起動時に必要な負荷

常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.3.1.8

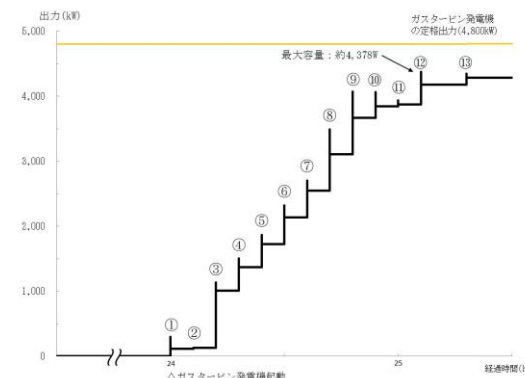
常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (長期TB))

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	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約18	約129	約129
③	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1,134	約1,006
④	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約360	約1,507	約1,366
⑤	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約360	約1,867	約1,726
⑥	B-原子炉補機海水ポンプ	約410	約2,321	約2,136
⑦	D-原子炉補機海水ポンプ	約410	約2,707	約2,546
⑧	C-残留熱除去ポンプ	約560	約3,489	約3,106
⑨	B-残留熱除去ポンプ	約560	約4,070	約3,666
⑩	B-中央制御室送風機	約180	約4,061	約3,846
⑪	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約3,938	約3,876
⑫	B-中央制御室冷凍機	約300	約4,378	約4,176
⑬	B-燃料プール冷却ポンプ	約110	約4,351	約4,286

※電源復旧後起動が想定される機器



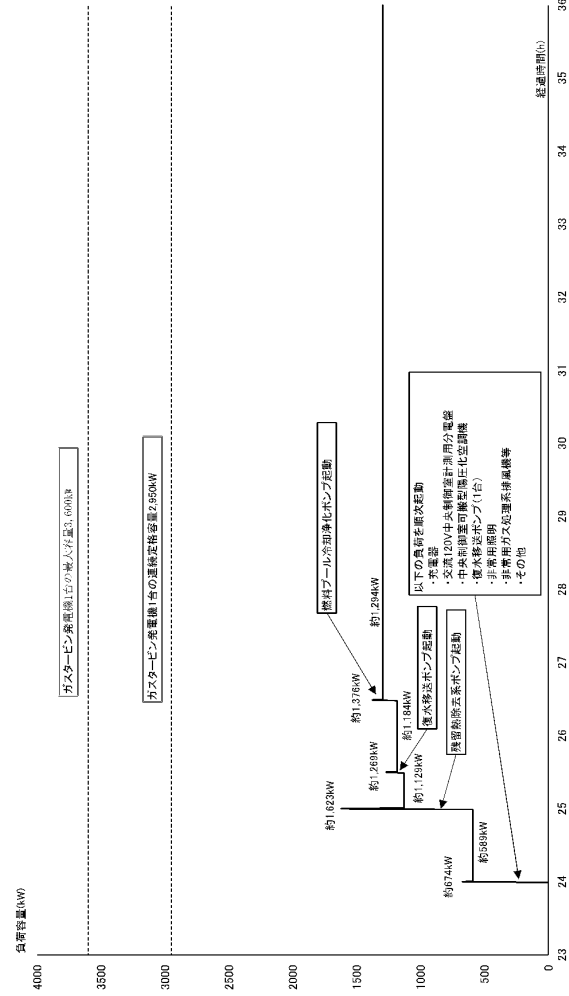
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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。

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+DG喪失))

<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
その他の必要な設備	約 116kW
合計 (連続最大容量)	約 1294kW (約 1623kW)



負荷概算イメージ

※非常用ガス処理系凝分除去装置, 及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。