

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

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「通常停止+崩壊熱除去失敗」, ④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」, ⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「過渡事象+RHR失敗」, ②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ③「外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)」, ④「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑤「外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)」, ⑥「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+RHR失敗」, ⑦「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑧「サポート系喪失 (自動停止)+RHR失敗」, ⑨「サポート系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑩「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)」, ⑪「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑫「小破断 LOCA+RHR失敗」, ⑬「中破断 LOCA+RHR失敗」及び⑭「大破断 LOCA+RHR失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>本事故シーケンスグループは, LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ④「過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「手動停止+崩壊熱除去失敗」, ⑥「手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑧「手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑨「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑩「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑪「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑫「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑬「冷却材喪失 (小破断 LOCA)+崩壊熱除去失敗」, ⑭「冷却材喪失 (小破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑮「冷却材喪失 (中破断 LOCA)+崩壊熱除去失敗」, ⑯「冷却材喪失 (中破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑰「冷却材喪失 (大破断 LOCA)+崩壊熱除去失敗」, ⑱「冷却材喪失 (大破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑲「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗」, ⑳「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗」及び㉑「外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p><u>容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 （以降、同様な相違については記載省略）</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>高圧炉心注水系</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1図から第2.4.2.3図に、手順の概要を第2.4.2.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計24名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員8名である。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、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2.5図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2-1図に、手順の概要を第2.4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員4名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は8名</u>である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（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、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）を開維持することで、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1-1(1)図から第2.4.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.4.2.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う<u>緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は18名</u>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員28名は夜

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</u> <u>原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、</u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装（SRM）及び中間領域計装（IRM）、柏崎6/7，東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7，東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。</u></p>	<p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル3</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>残留熱除去系機能喪失を確認後、<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設<u>低压代替注水系ポンプ 2 台</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>サブプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備が完了後、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、<u>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></u></p>	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル2</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・プール水温度</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備</u>を起動しSA低压母線に給電後、<u>低压原子炉代替注水ポンプ</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）6 個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p>	<p>炉減圧後は<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による注水を実施。なお、<u>高压炉心スプレイ系</u>が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、外部電源喪失を想定しているため、常設代替交流電源設備起動後、<u>低压原子炉代替注水ポンプ</u>へ電源を供給し起動操作を実施する。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>高圧炉心注水系による原子炉注水</u> <u>原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。</u> <u>高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。</u> <u>原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u></p>	<p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>※ 本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</u></p>	<p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>※ 本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系（低圧注水モード）</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</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（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。</u> <u>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</u></p> <p>f. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u></p>	<p>以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.18MPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器一次隔離弁</u>を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納</p>	<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却を実施する。<u>また、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続する。</u></p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却は、常設低圧代替注水系ポンプ2台により同時に実施可能な設計としている。</u></p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量(常設ライン用)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サプレッション・プール水位が、通常水位+<u>6.5m</u> に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却を停止する。<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力</u></p>	<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>384kPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u>を実施する。</p> <p>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力(SA)、サプレッション・チェンバ圧力(SA)、格納容器代替スプレイ流量</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>第2弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サプレッション・プール水位が、通常水位+<u>約 1.3m</u> に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u>を停止する。</p>	<p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時(準備操作含む)の被ばく評価結果を考慮し、第2弁(ベント装置側)から開操作する。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>容器冷却を継続しても、<u>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作</u>することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力等</u>である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>高圧炉心注水系</u>による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒</p>	<p><u>が 0.31MPa [gage] に到達した場合、第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作</u>することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ圧力等</u>である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒</p>	<p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、第1弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作</u>することで、<u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力 (SA) 等</u>である。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器フィルタベント系</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位 (SA)</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象+崩壊熱除去失敗」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、<u>格納容器代替スプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位通常水位+約 1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用</u>としている。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、<u>高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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>表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移, 燃料被覆管酸化, 燃料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流), ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却, 格納容器ベントが重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 事象初期の炉心冷却</p>	<p>表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移, 燃料被覆管酸化, 燃料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流及び三次元効果, 原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流)及びECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 事象初期</p>	<p>表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移, 燃料被覆管酸化, 燃料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流), ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2-1 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>i 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 事象初期の炉心冷却</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は, 重大事故等対策に対する影響が大きい外部電源なしを設定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、<u>外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 (b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 <u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、<u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</u></p> <p>(d) 高圧炉心注水系 <u>高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m³/h (0.69MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い、その後低圧代替注水系（常設）による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 <u>外部電源喪失時には、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮することで、外部電源がない場合を包含する評価となる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 (b) ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） <u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において)の流量で注水するものとする。</u></p> <p>(d) 高圧炉心スプレイ系 <u>高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、1,419m³/h (1.38MPa [dif] において)（最大1,419m³/h）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>という観点では厳しくなる。</p> <p><u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>ii 重大事故等対策に対する影響 <u>本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、91m³/h (8.21~0.74MPa[gage]において)の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系（常設）の起動に常設代替交流電源設備が必要となる。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップの条件を設定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (1 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力</p>	<p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (安全弁機能) にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁 (自動減圧機能) (7 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6% を処理するものとする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系 (常設) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧後に、最大 378m³/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h にて原子炉へ注水する。</p> <p>(g) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/h にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(h) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (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 (常設) 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉減圧後に最大250m³/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 格納容器フィルタベント系 格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力</p>	<p>スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、手順上の弁数を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。 <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開^{*1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>※1 操作手順においては、<u>原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。</u></p> <p>なお、<u>耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p>	<p>0.31MPa [gage] における<u>排出流量13.4kg/s</u> に対して、<u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>なお、<u>耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。</u></p>	<p>427kPa[gage]における<u>最大排出流量9.8 kg/s</u> に対して、<u>第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するものとする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</u></p> <p>(b) <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、第1弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、格納容器スプレイは、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.6図から第2.4.2.11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.12図から第2.4.2.14図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.4.2.15図から第2.4.2.18図に示す。</u></p> <p>※2 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位計(広帯域)</u>の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する<u>原子炉水位計(広帯域・狭帯域)</u>の水位は、シュラウド外の水位であること</p>	<p>なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。</p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2-10図から第2.4.2-12図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-13図から第2.4.2-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位(広帯域)</u>の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する<u>原子炉水位(広帯域)</u>、<u>原子炉水位(狭帯域)</u>の水位は、シュラウド外の水</p>	<p>なお、格納容器スプレイは、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)に到達した場合に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)到達から10分後に実施する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。</u></p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位(広帯域)</u>の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する<u>原子炉水位(広帯域・狭帯域)</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウ</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため、水位制限によりスプレイを停止している。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>とから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。</u></p> <p><u>原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系が自動起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は、高圧炉心注水系による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</u></p>	<p>位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。また、原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>再循環系ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で2台全てがトリップする。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)を起動し、サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。その後は、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</u></p>	<p>ド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル2)で2台すべてがトリップする。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(常設)を起動し、事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位(レベル1H)まで低下しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。<u>また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約22時間経過した時点で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）</u>に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。<u>また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から約28時間経過した時点で実施する。なお、<u>格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約15m）及びベントライン（約15m）</u>に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）</u>に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系を使用しないため、同様な挙動は発生しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 真空破壊装置（弁）、ベントラインの高さの相違。</p> <p>・解析結果の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.12図</u>に示すとおり初期値(約310℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.6図</u>に示すとおり、<u>7.07MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.37MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>原子炉格納容器バウンダリ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、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p><u>第2.4.2.7図</u>に示すとおり、<u>高圧炉心注水系</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約22時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。 (添付資料2.4.2.1)</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外</p>	<p>原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2-10図</u>に示すとおり初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2-4図</u>に示すとおり、<u>約7.79MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約8.09MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による<u>格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa[gage]及び約143℃</u>に抑えられ、<u>格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p><u>第2.4.2-5図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の<u>非居住区域境界及び敷地境界</u>での実効線量の評価結果は、<u>サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価</u>としている「2.6 L O</p>	<p>原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.2-1(7)図</u>に示すとおり、初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.2-1(1)図</u>に示すとおり、<u>逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動により、約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約153℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p><u>第2.4.2.2-1(2)図</u>に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約30時間後に格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。 (添付資料2.4.2.1)</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A時注水機能喪</p>	<p>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価方針の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>部電源喪失+DG 喪失)の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心注水系</u>の自動起動により行われ、</p>	<p>CA時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>の自動起動により行われ、</p>	<p>失)の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低压原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水開始操作、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低压原子炉代替注水系(常設)</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違 【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>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心注水系</u>の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造</p>	<p>れ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との</p>	<p>により行われ、<u>また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）</u>に変わりはなく、<u>燃料被覆管温度</u>を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>により行われ、<u>また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）</u>に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造</p>	<p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系で機能維持できる期間注水し、その後速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水を実施するため。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>及び<u>格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>及び<u>格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>い。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第 2.4.2.2 表</u>に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>い。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第 2.4.2-2 表</u>に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことか</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第 2.4.2.2-1 表</u>に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転</p>	<p>備考</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は，高圧炉心</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・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>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機</u></p>	<p>ら、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機</u></p>	<p>員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる<u>外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉</u></p>	<p>スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後</u>の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 42kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容</p>	<p><u>等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後</u>の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 33kW/m～約 41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の</p>	<p><u>隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後</u>の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 40.6kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は格納容</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、<u>格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有</p>	<p>上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、<u>サブプレッション・プール水位</u>、<u>格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有</p>	<p>器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、<u>格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・整理方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとして<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい</u>。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力<u>0.18MPa[gage]到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約 10 時間後であり、格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい</u>。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力<u>0.279MPa [gage] 到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい</u>。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生 8 時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている</u>。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとして<u>サブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい</u>。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が<u>384kPa[gage]到達時を設定している</u>。運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい</u>。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。 ・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 22 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</u>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p>	<p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m）に到達するのは、事象発生の約 30 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、</u>運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。 ・解析結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力基準で実施することとしている。 ・運用の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。 ・運用の相違【東海第二】 ・設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約20分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生か</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約75分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生</p>	<p>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa [gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>384kPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は853kPa [gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>現場操作時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉(Mark-I改)と柏崎6/7(ABWR)，東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</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>ら約1時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間後であり、約16時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメ</p>	<p>から約2時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa [gage]から0.31MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.7, 2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメ</p>	<p>子炉代替注水系(常設)による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から8時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力853 kPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約35時間後であり、約5時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2, 3.1.3.8)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメ</p>	<p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉(Mark-I改)と柏崎6/7 (ABWR), 東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉及び柏崎6/7では、3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の評価結果を引用。東海第二は、本シーケンスでの評価結果を元に余裕時間を算出。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>24名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の <u>72名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p>	<p>ータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>18名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員(初動)の39名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p>	<p>ータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時に必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>28名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している <u>運転員、緊急時対策要員等の45名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員28名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。

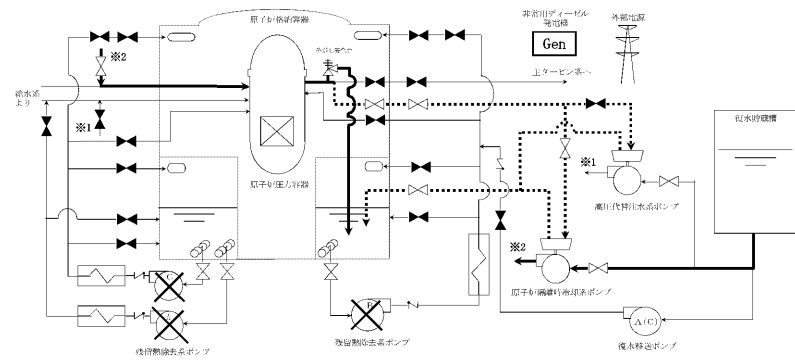
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 水源</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u></p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.3)</p>	<p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>代替淡水貯槽に約4,300m³及び西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.3)</p>	<p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約3,600m³の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、<u>低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽（西1/西2）に約7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生8時間以降に輪谷貯水槽（西1/西2）の水を、低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.3)</p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・水量評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>号炉あたり約 15kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約 753kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に<u>合計約 13kL の軽油</u>が必要となる (6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL)。</p> <p><u>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL) の軽油</u>を保有しており、これらの使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への給水</u>、<u>非常用ディーゼル発電機による電源供給</u>、<u>5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定</u></p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 6.0kL の軽油</u>が必要となる。<u>可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>について、7 日間の継続が可能である。</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 70.0kL の軽油</u>が必要となる。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定</u></p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給</u>については、<u>事象発生後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油</u>が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから<u>常設代替交流電源設備による電源供給</u>について、7 日間の運転継続が可能である。</p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給</u>については、<u>事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³の軽油</u>が必要となる。<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 11m³の軽油</u>が必要となる。<u>合計約 711m³の軽油</u>が必要となる。<u>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから<u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給</u>、<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>について 7 日間の<u>運転継続</u>が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>については、<u>事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8m³の軽油</u>が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・解析条件の相違</p>

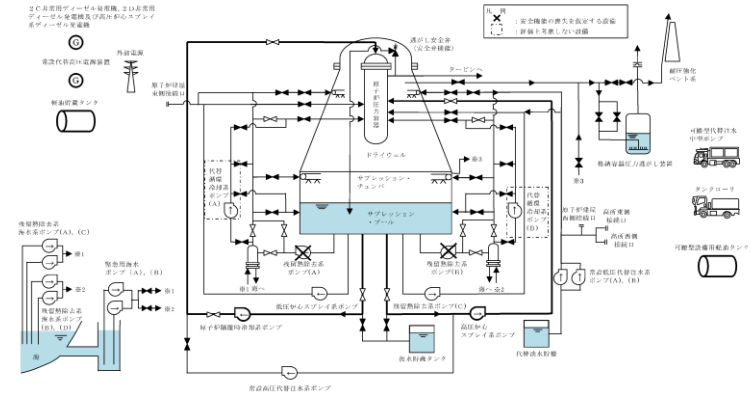
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</u></p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備して</p>	<p><u>していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、<u>約1,141kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）の連続定格容量は<u>約2,208kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料 2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に<u>格納容器</u>が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による<u>格納容器冷却手段</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備して</p>	<p><u>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約354kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料 2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に<u>原子炉格納容器</u>が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び<u>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及び<u>格納容器フィ</u></p>	<p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、SA事象を考慮して、外部電源の喪失を想定している。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお、柏崎6/7は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心</p>

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

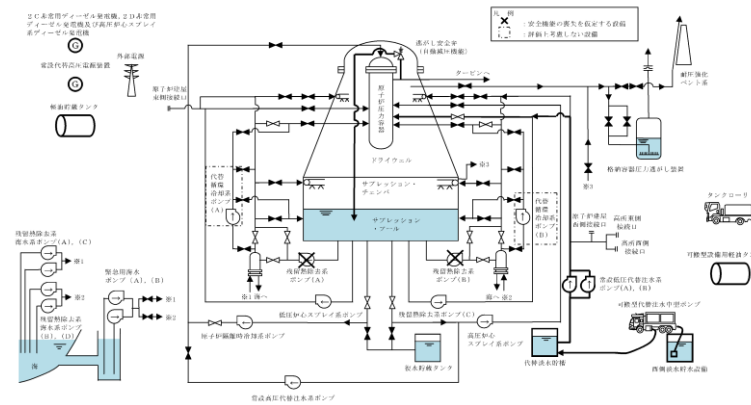
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」に対して有効である。</p>	<p>効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」に対して有効である。</p>	<p>あることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」に対して有効である。</p>	<p>スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p>



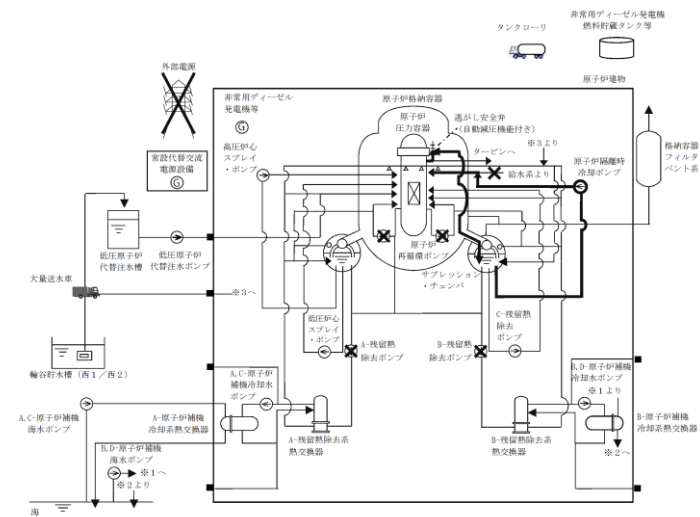
第 2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）



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

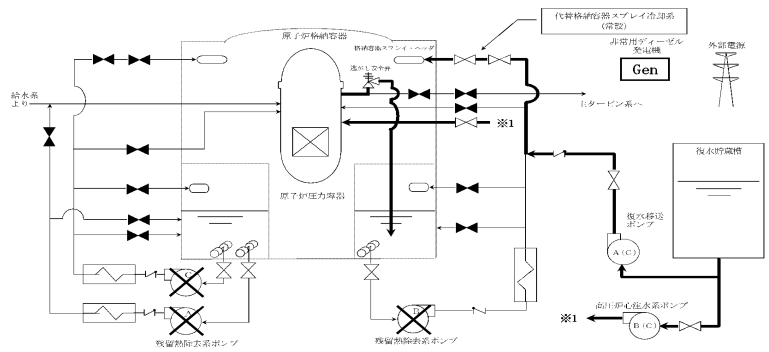


第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）

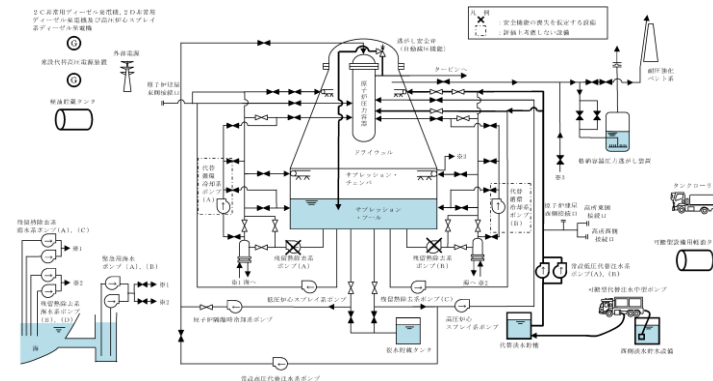


第 2.4.2.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉減圧及び原子炉注水）

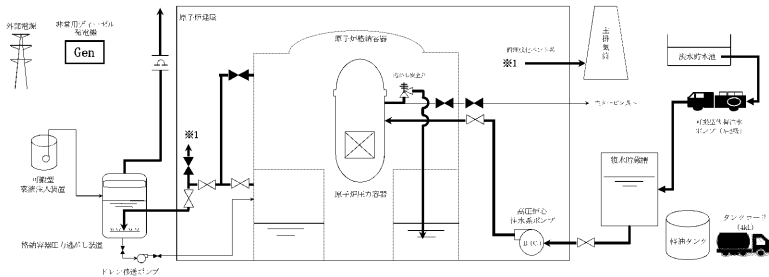
備考
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



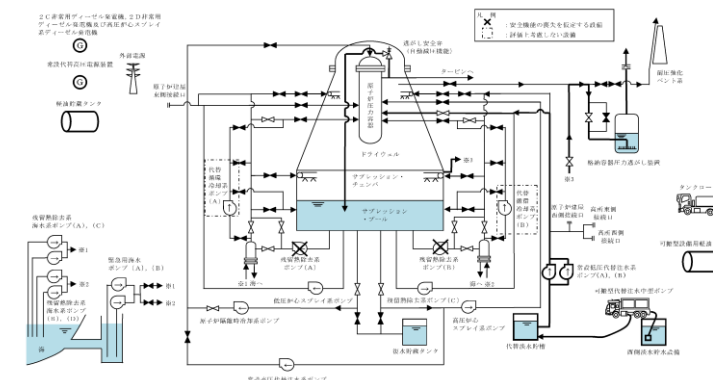
第 2.4.2.2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



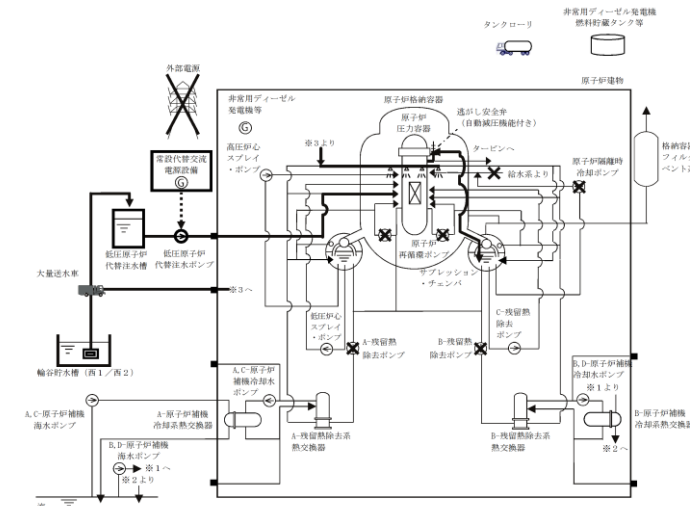
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
(低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



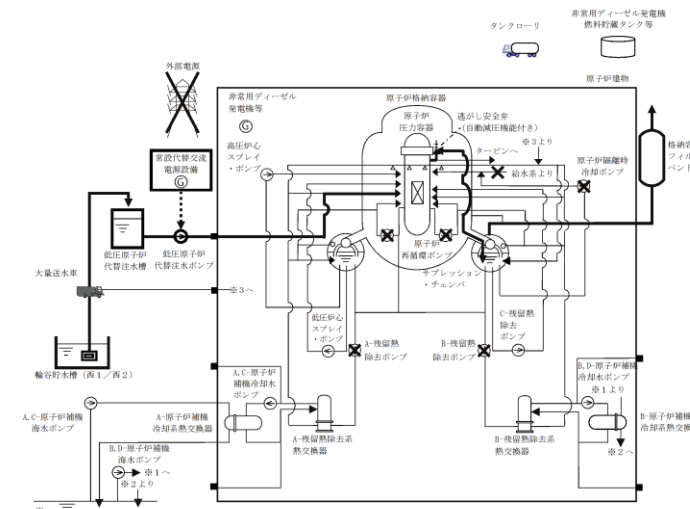
第 2.4.2.3 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



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



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



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

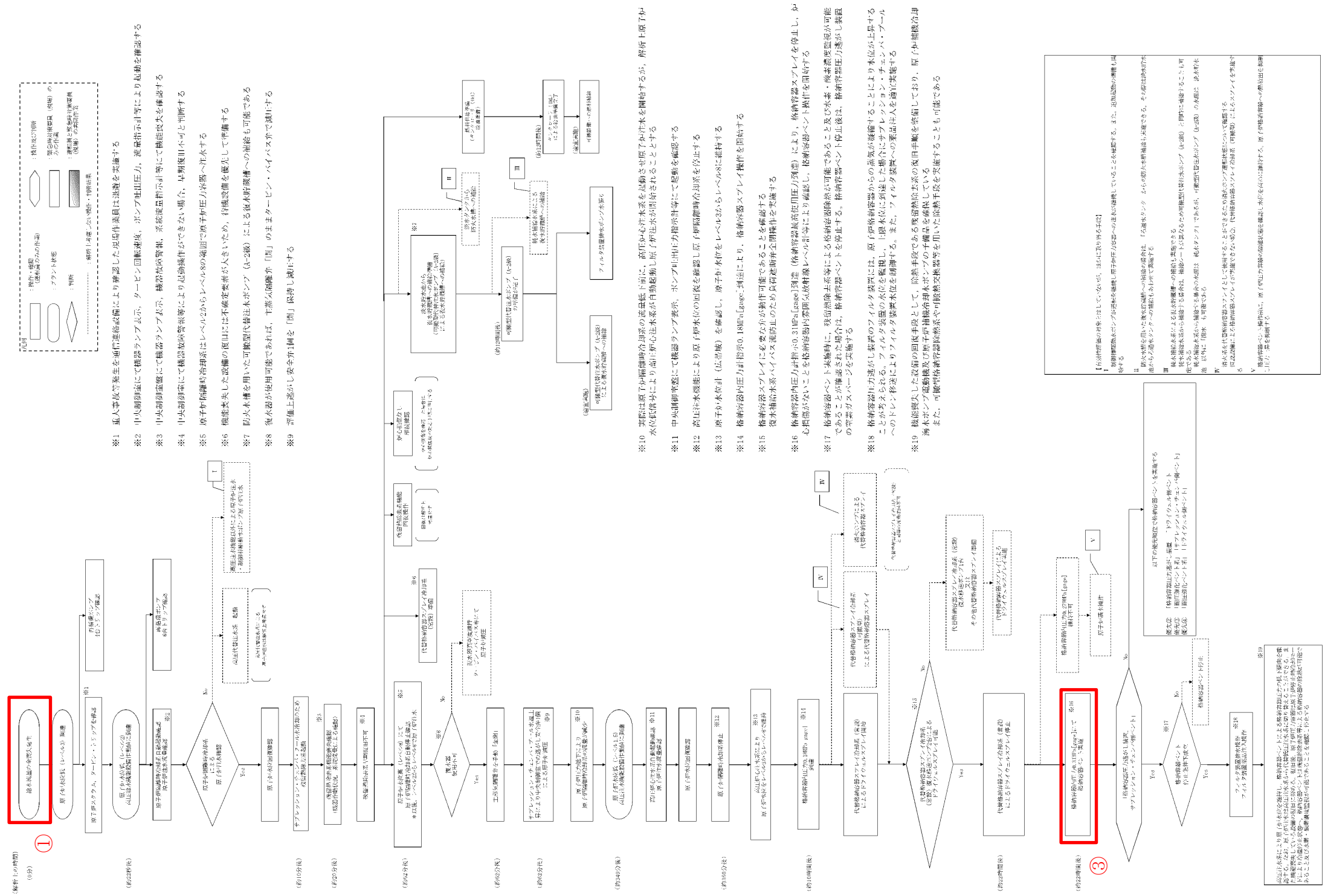
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は, 高压炉心スプレイ系及び低压炉心スプレイ系に期待しない想定としているため, 原子炉減圧後は低压原子炉代替注水系 (常設) による注水を実施。

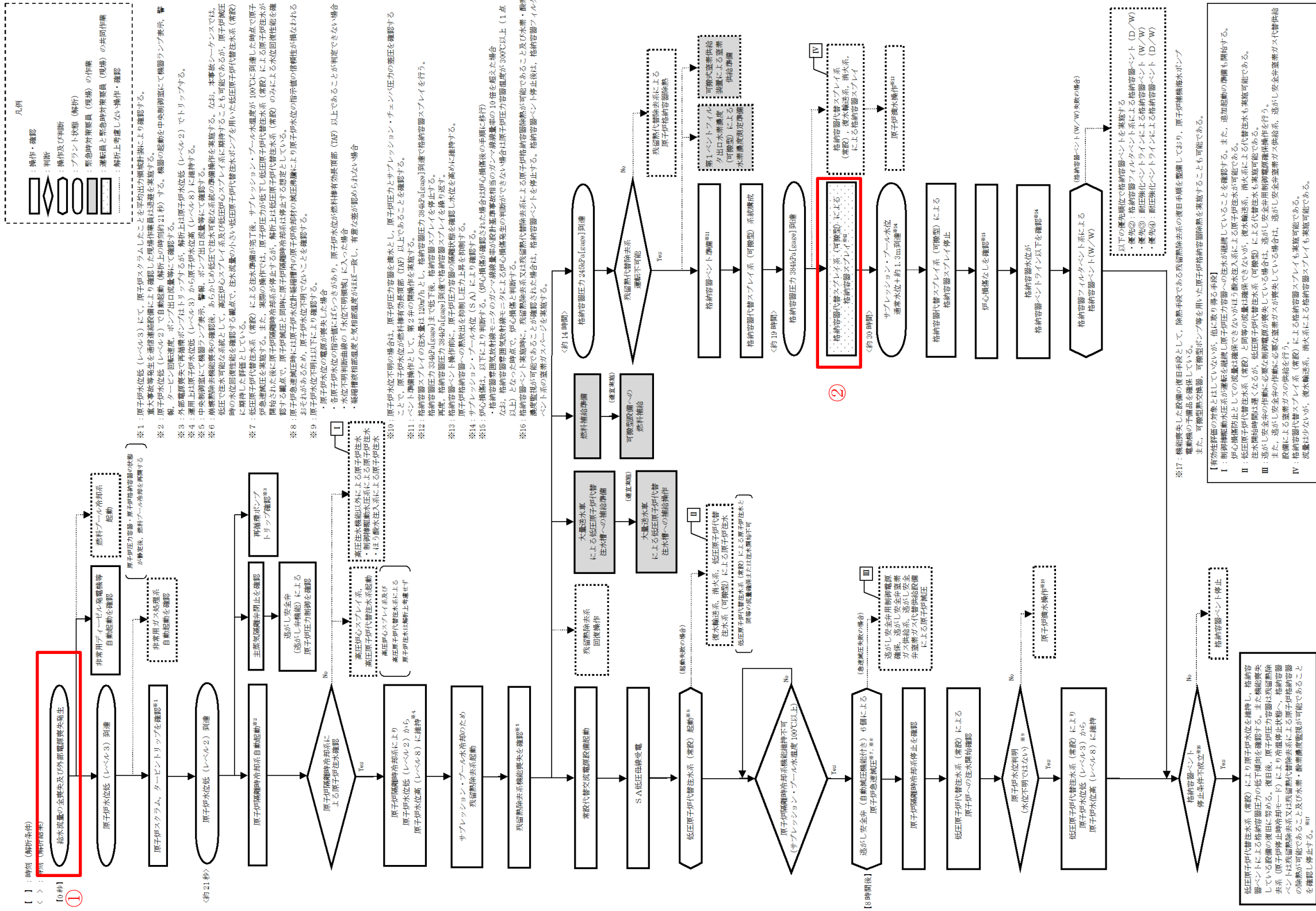
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
・運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

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

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

第2.4.2.4 図 「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要





第 2.4.2.1-2 図 「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要

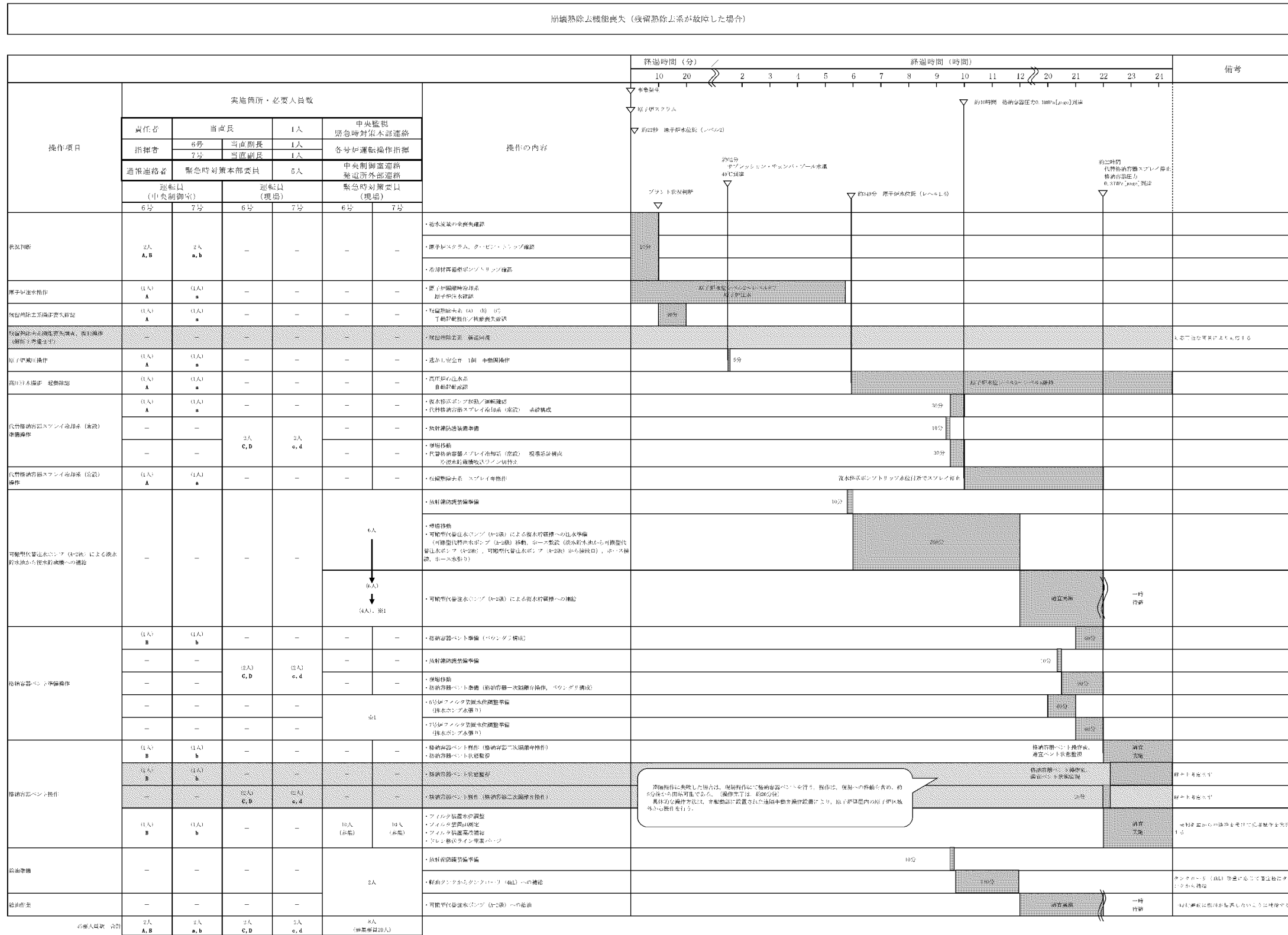
備考

- 解析条件の相違
 - 【柏崎 6/7, 東海第二】
 - ①島根 2号炉は, SA 事象を鑑みて, 外部電源の喪失を仮定している。
 - 運用の相違
 - 【東海第二】
 - ②島根 2号炉は, 原子炉注水と格納容器スプレイの実施について, 別々のポンプを用いることとしている。
 - 運用の相違
 - 【柏崎 6/7, 東海第二】
 - ③島根 2号炉は, 格納容器代替スプレイ停止基準 (サブプレッション・プール水位通常水位+約 1.3 m) 到達により格納容器代替スプレイを停止後, 格納容器ベントを実施する運用としている。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

備考

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



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

				経過時間(分)											備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)																	
操作項目	実施箇所・必要職員数 【 】は操作前後移動してきた職員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下(レベル2)到達 ▼ プラント状況判断												
	責任者	当直発電長	1人			中央監視 運転操作出掛											
	補佐	当直副発電長	1人			運転操作指揮補佐											
	班班長等	災害対策要員 (指揮者等)	4人			活動での指揮 発電所内外連絡											
	当直運転員 (中央監視室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●給水流量急喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●再建線系ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●圧力抑制弁閉止及び及び及び安全弁(安全弁機能)による原子炉圧力抑制の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
原子炉水位の調整 操作(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が開始されるまでの間、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする												
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却系)によるサブプレッション・プールの除熱操作(失敗)	10分												
残留熱除去系の回復操作	-	2人 C, D	-	●残留熱除去系の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解放上考慮しない	
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	5分											外部電源がない場合に実施する	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の業績達成操作及び起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の業績達成操作及び起動操作	5分												

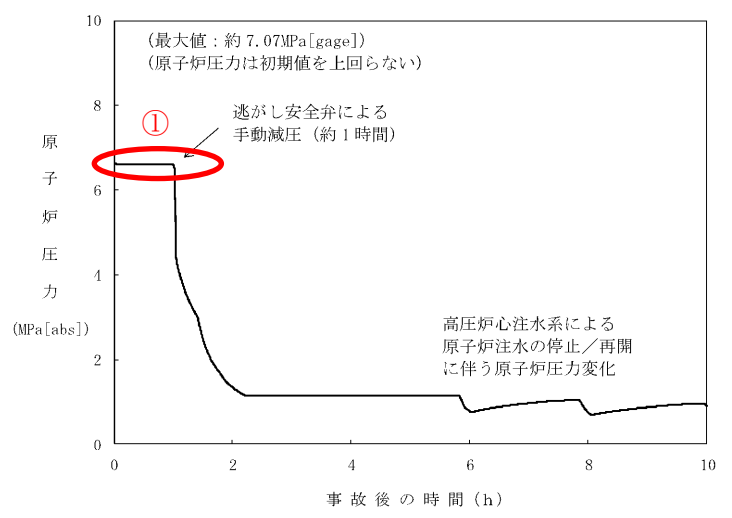
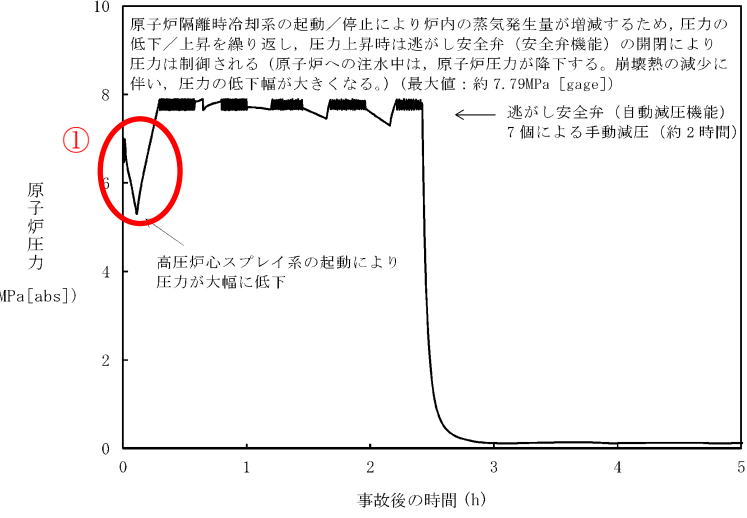
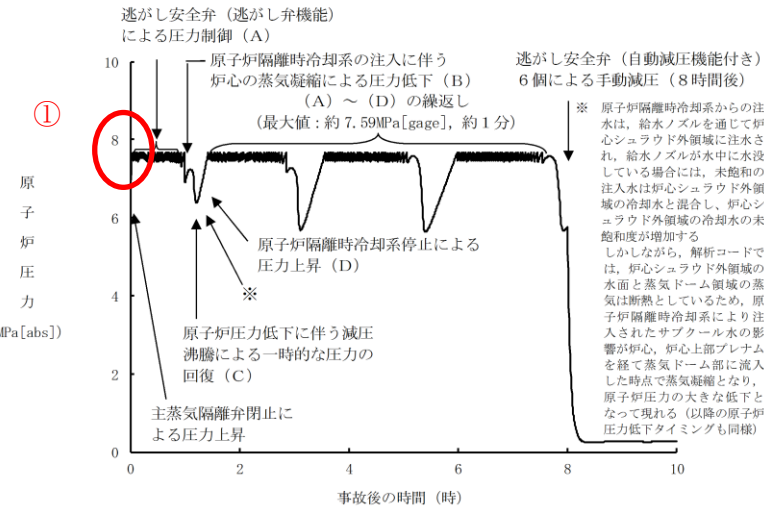
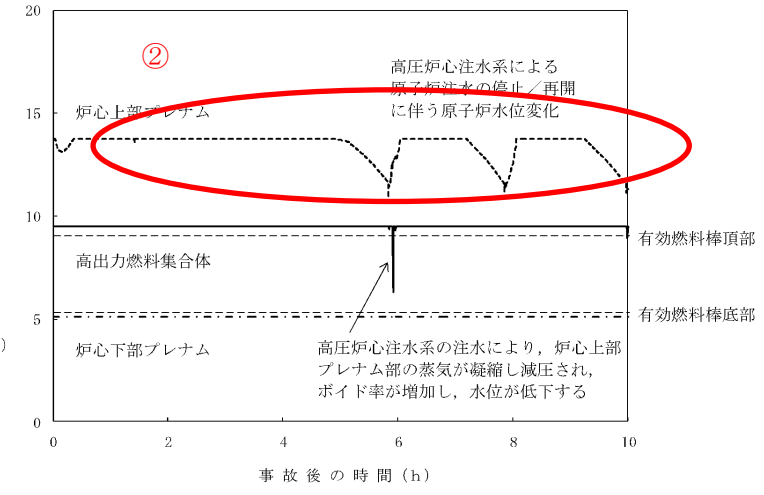
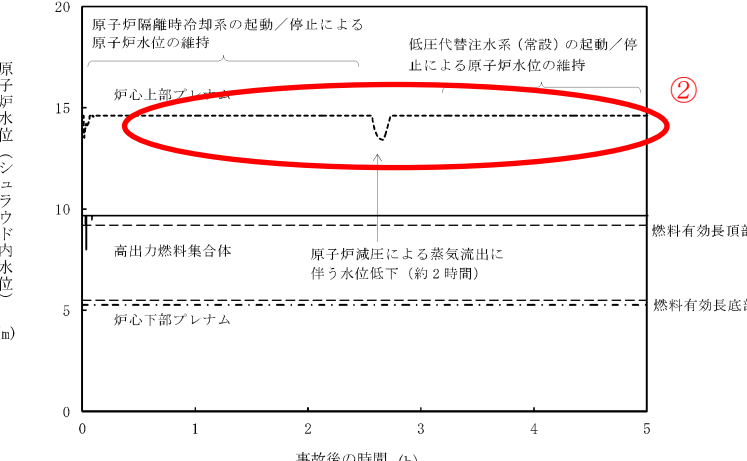
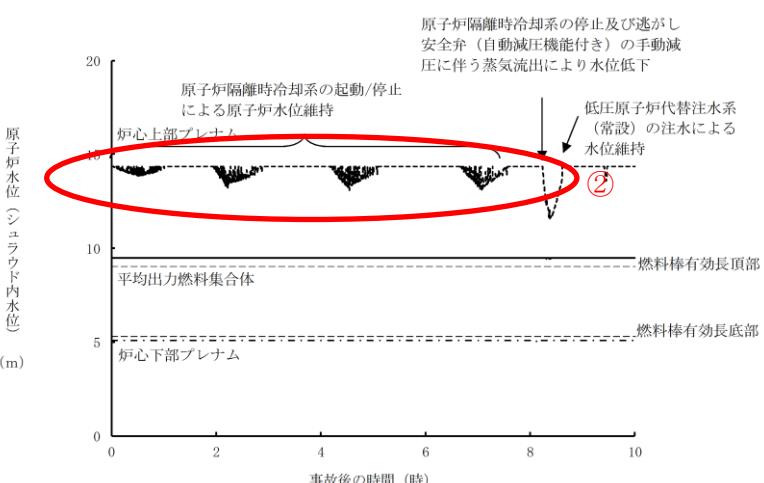
差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

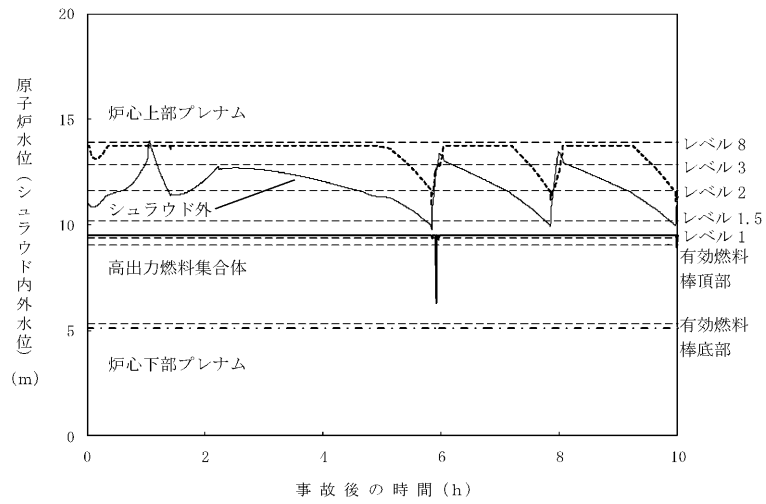
第2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の作業と所要時間(1/2)

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

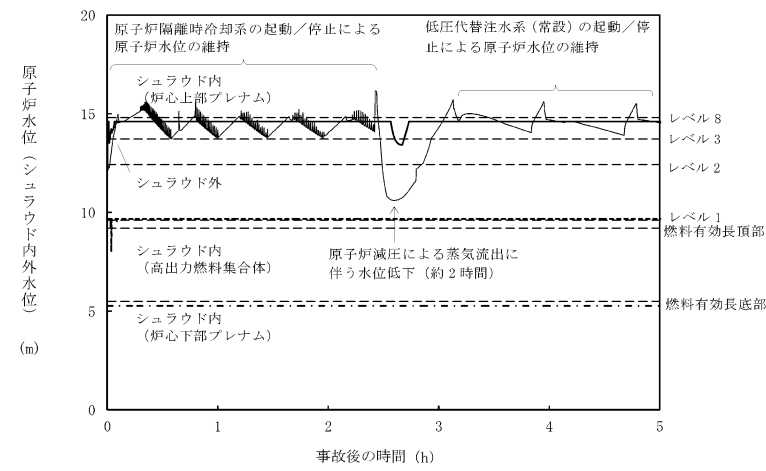
				経過時間(時間)												備考	
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48		
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)																	
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は作業前後移動してきた要員			操作の内容												備考	
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作													
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作	【1人】 A	-	-	3分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び配管操作												サブプレッション・プール熱等準則値到達までに実施
過剰安全弁(自動減圧機構)による原子炉空圧減圧操作	【1人】 B	-	-	1分	●過剰安全弁(自動減圧機構)の起動操作												
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作												格納容器スプレイ中、適宜状態監視	
代替格納容器系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替格納容器系による原子炉注水操作 ●代替格納容器系による格納容器除熱操作												注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視	
原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を可能な限り高く維持	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作												適宜実施 20分 15分	
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	5分	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一準備) ●第一準備格納容器除熱への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備)												格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱を行う 75分
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバール)	【1人】 A	-	-	125分	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱操作(中央制御室での第二準備) ●第二準備格納容器除熱への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱操作(現場での第三準備)												格納容器ベント実施後、適宜状態監視
自備供水貯水設備を本機とした可搬型代替注水中継ポンプによる代替格納容器への給水操作	-	-	5人 a-h	180分	●可搬型代替注水中継ポンプの移動、キース設置等の操作												代替格納容器の給水には十分な時間がある
タンクローリによる燃料給水操作	-	-	【2人】 a, b	90分	●可搬型代替注水中継ポンプの移動、キース設置等の操作 ●可搬型代替注水中継ポンプへの給水操作												代替格納容器の給水に応じて適宜給水を実施する タンクローリ残量に応じて適宜タンクから給水
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a-h (必要員5人)														

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

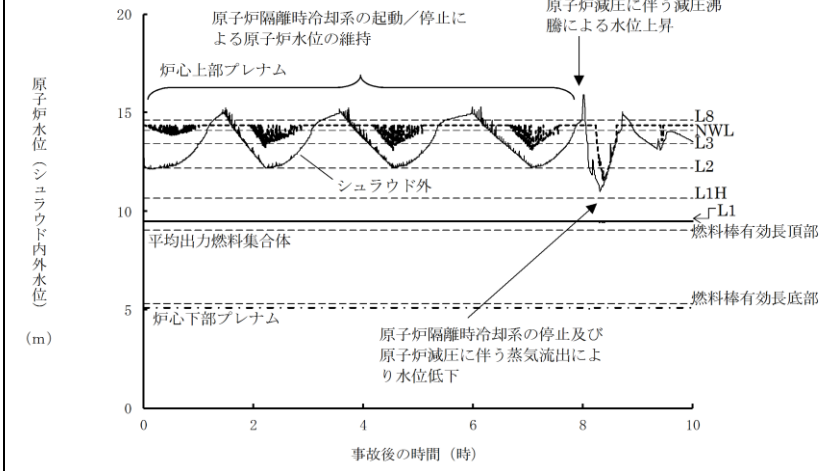
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p>第 2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移</p>	 <p>第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移</p>	 <p>第 2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 ①東海第二及び島根2号炉は、L2でMSIVが自動閉し、原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、柏崎6/7では、L2で原子炉隔離時冷却系の自動起動により原子炉注水が行なわれ、MSIV自動閉の設定であるL1.5まで原子炉水位が低下しないことから、原子炉圧力の挙動が異なる。</p>
 <p>第 2.4.2.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p>	 <p>第 2.4.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p>	 <p>第 2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。</p>



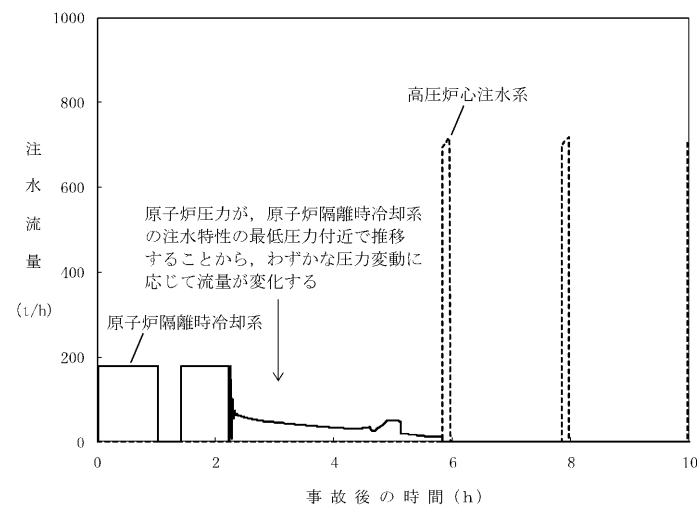
第 2.4.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



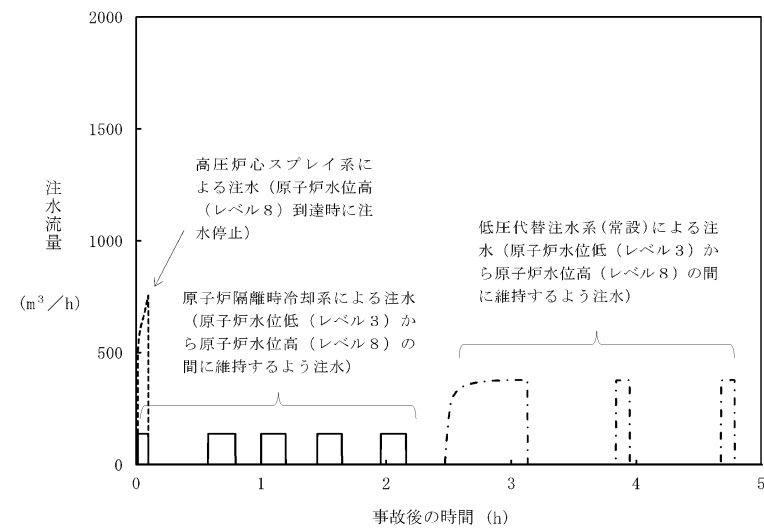
第 2.4.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



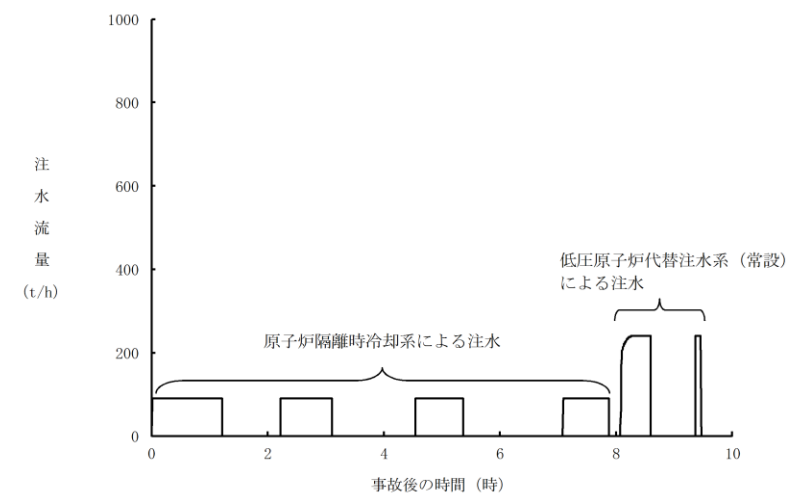
第 2.4.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.2.9 図 注水流量の推移



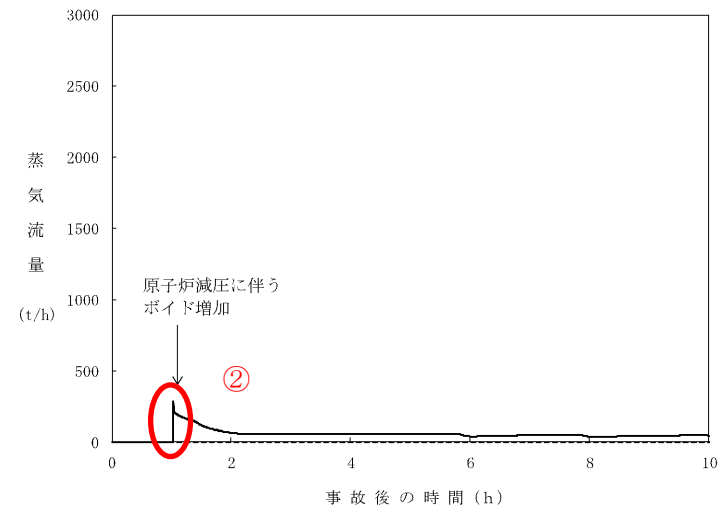
第 2.4.2-7 図 注水流量の推移



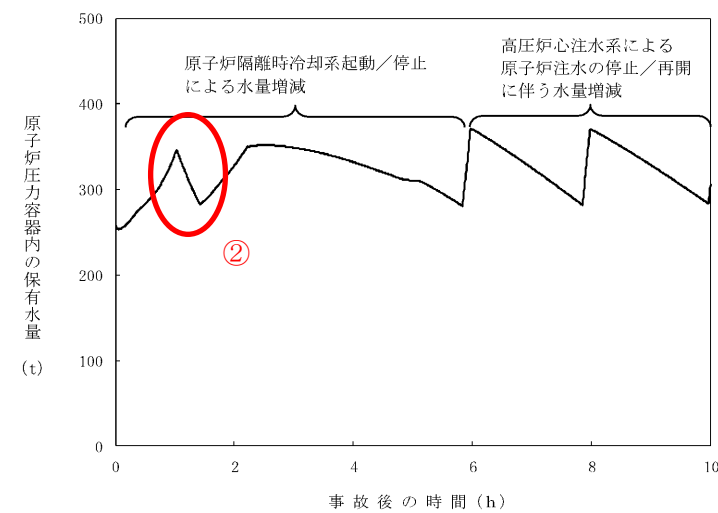
第 2.4.2.2-1(4) 図 注水流量の推移

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

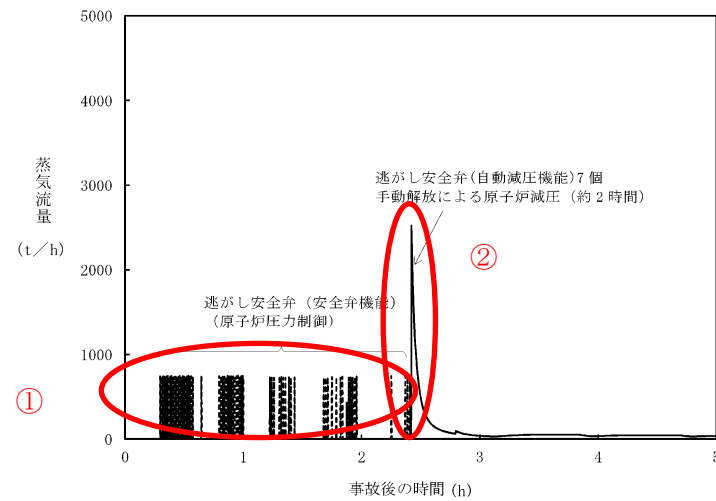
※
島根 2号炉：原子炉隔離時冷却系, 低圧原子炉代替注水系 (常設) (減圧後)
東海第二：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系, 低圧代替注水系 (常設) (減圧後)
柏崎 6/7：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系 (減圧後)



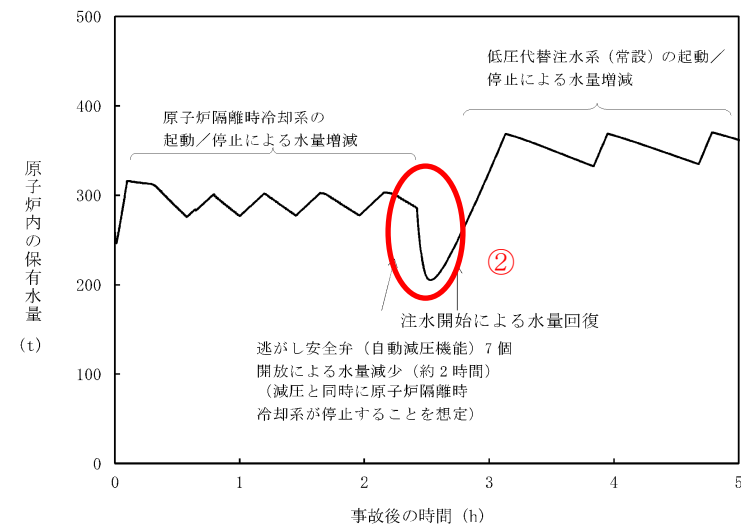
第2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



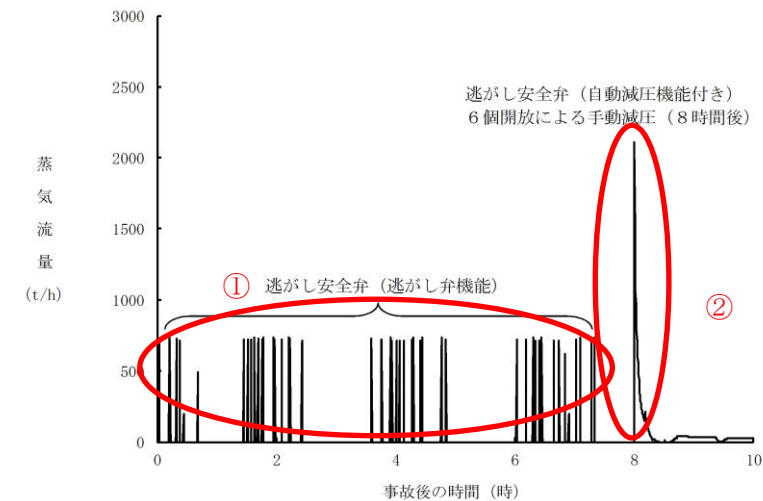
第2.4.2.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



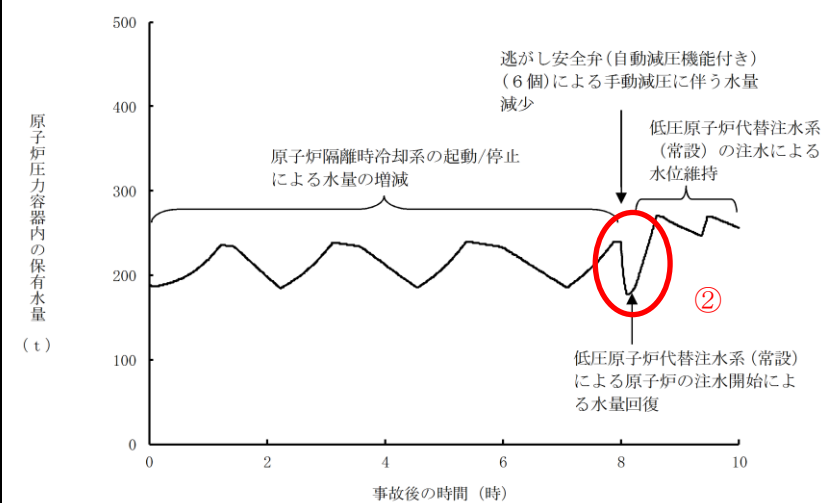
第2.4.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第2.4.2-9 図 原子炉压力容器内保有水量の推移

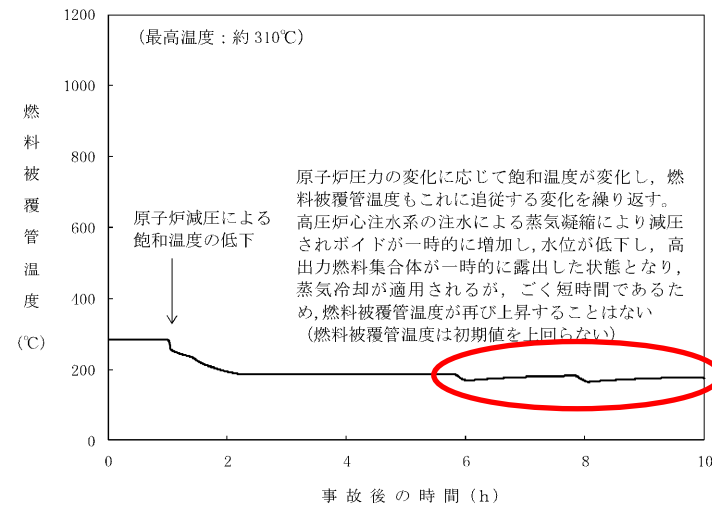


第2.4.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

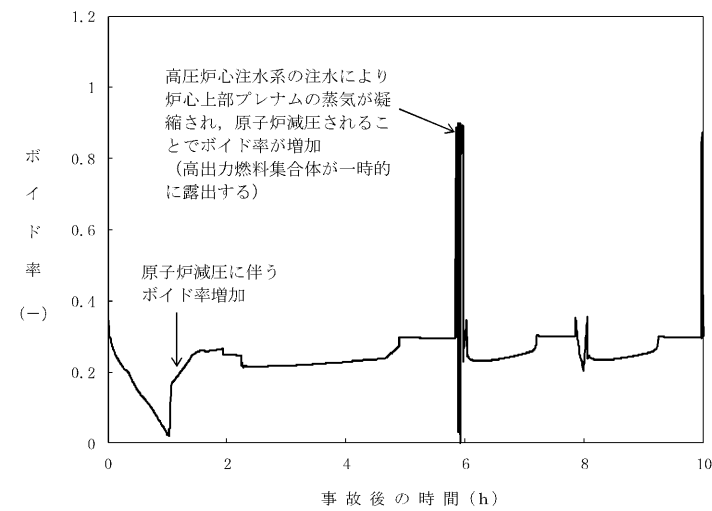


第2.4.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

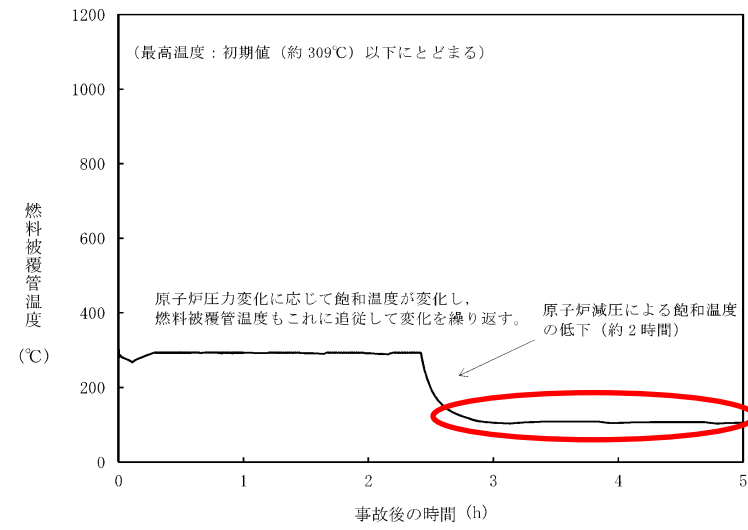
・解析結果の相違
【柏崎6/7】
 ①東海第二及び島根2号炉は、事象発生早期に原子炉水位がL2に到達した時点でMSIV閉となり、SRVにより原子炉圧力が制御される。
【柏崎6/7、東海第二】
 ②原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量及び原子炉圧力容器保有水量の相違。



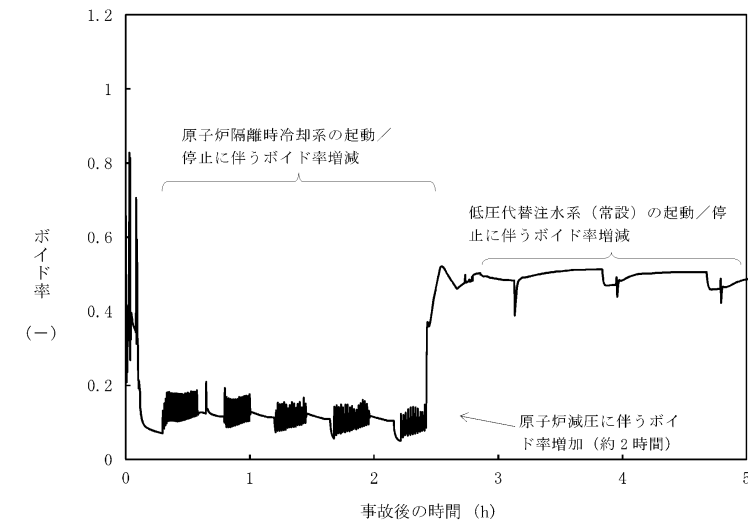
第2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



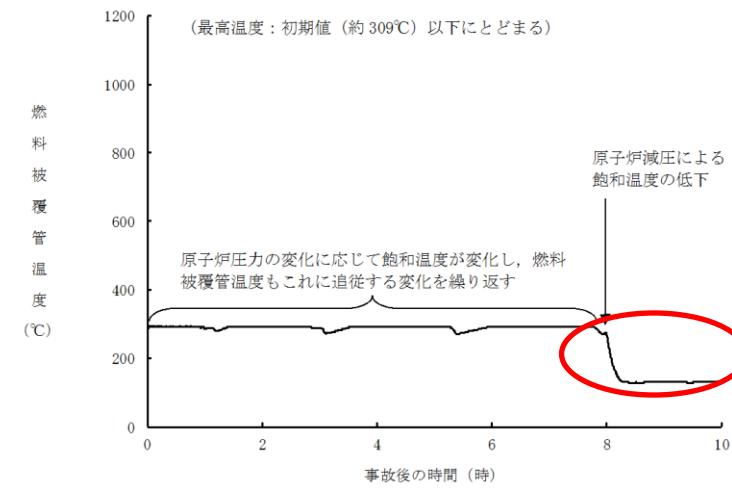
第2.4.2.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



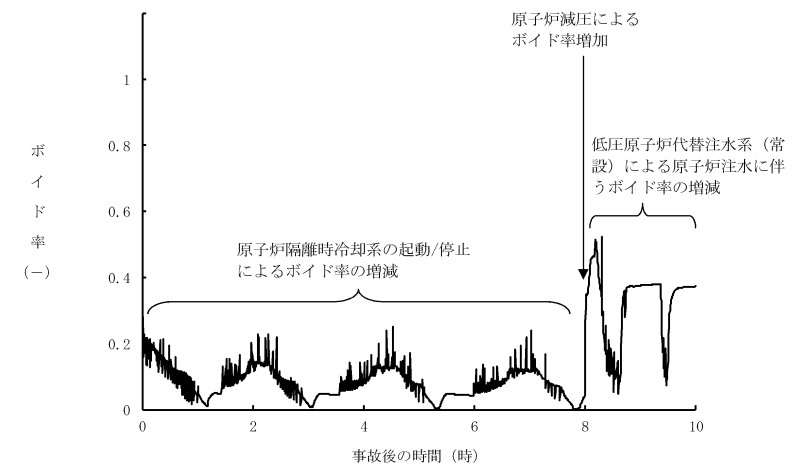
第2.4.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



第2.4.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

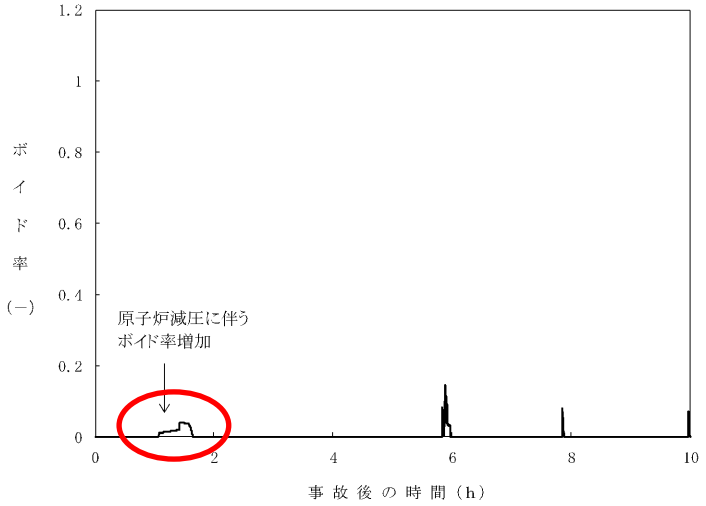
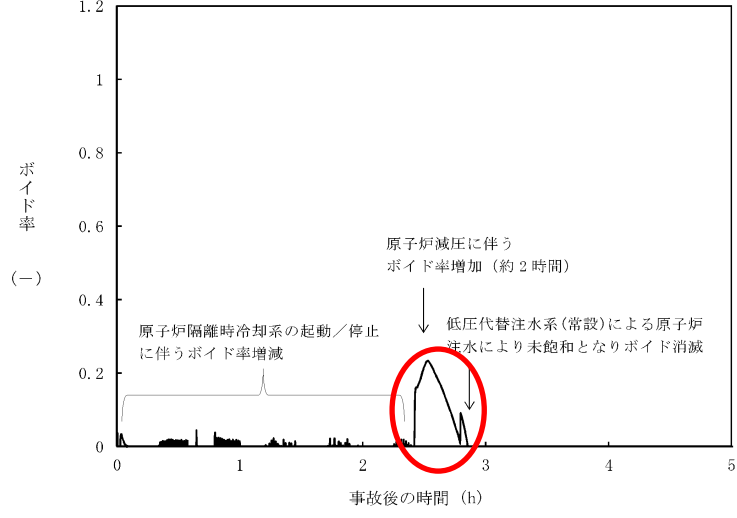
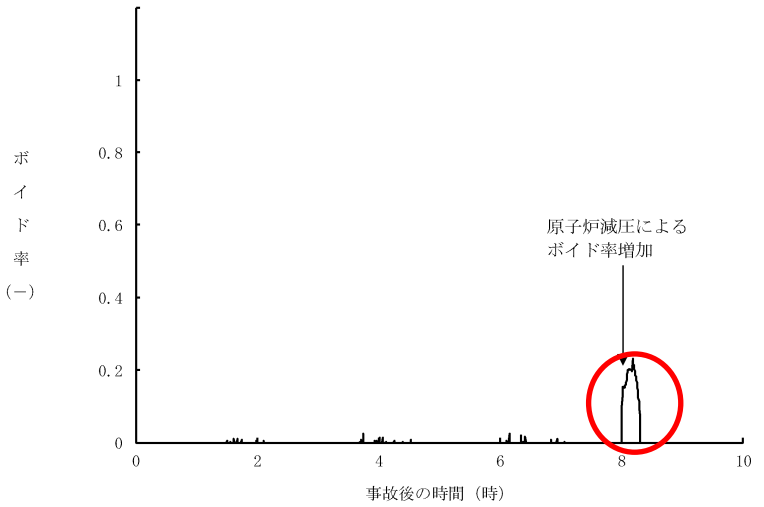


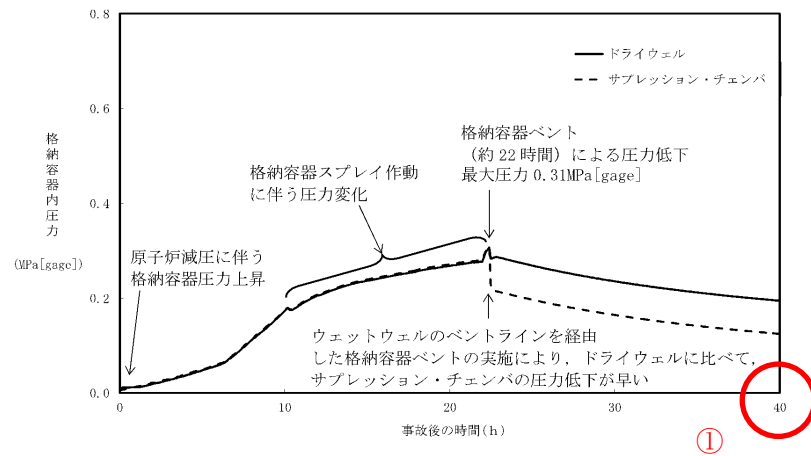
第2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



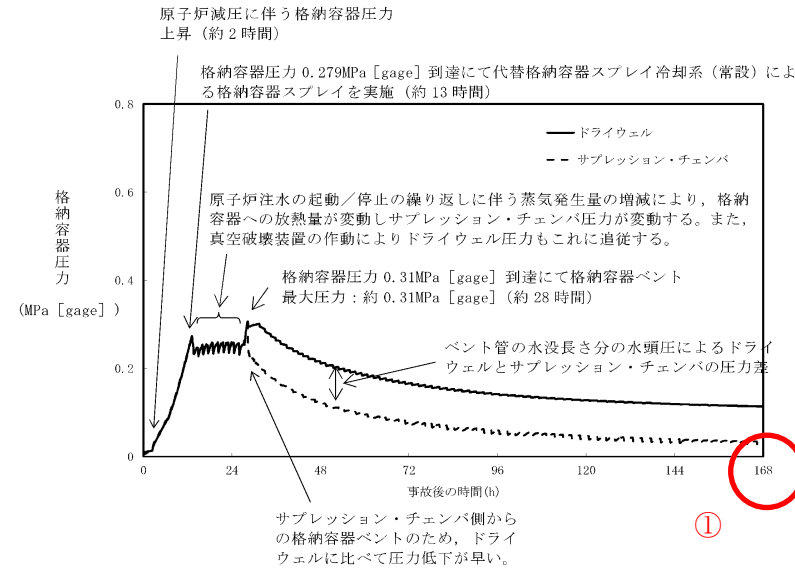
第2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

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

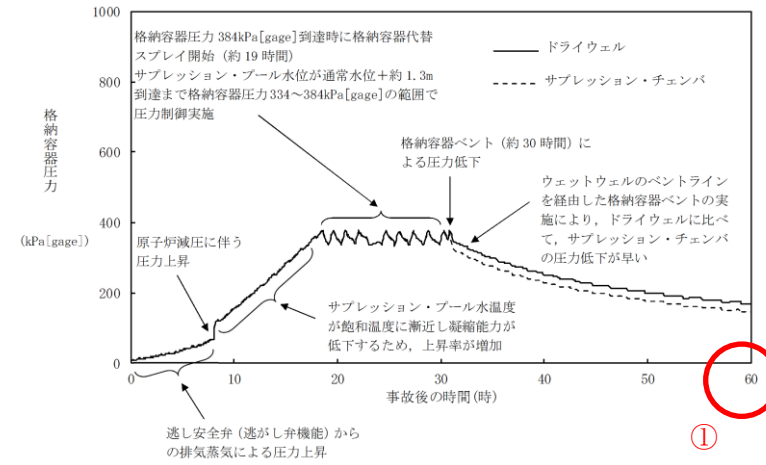
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加</p>	 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (約2時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動/停止に伴うボイド率増減</p> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により未飽和となりボイド消滅</p>	 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (時)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



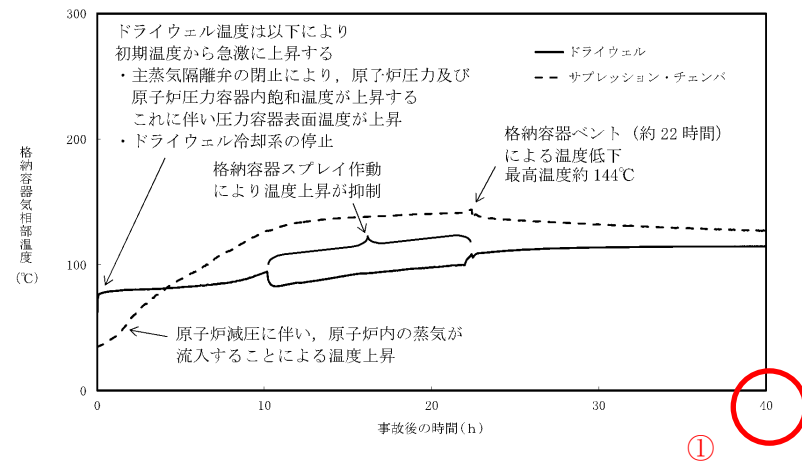
第2.4.2.15 図 格納容器圧力の推移



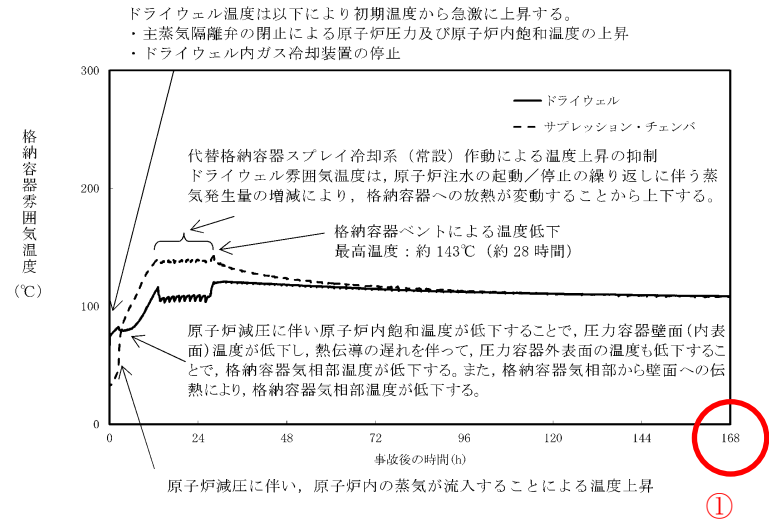
第2.4.2-13 図 格納容器圧力の推移



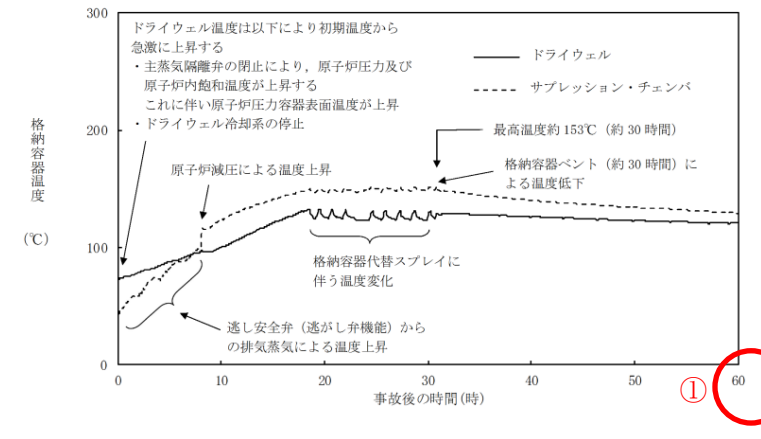
第2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第2.4.2.16 図 格納容器気相部温度の推移

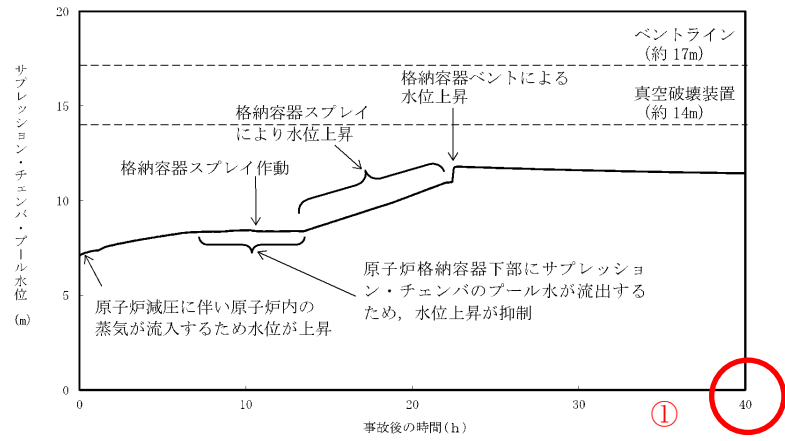


第2.4.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移

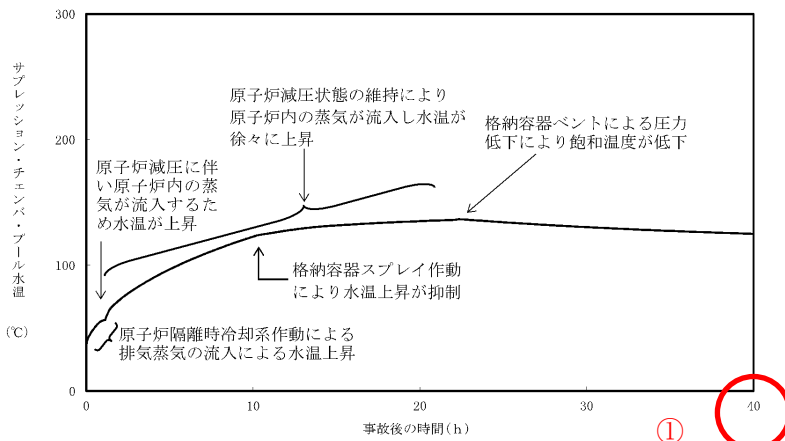


第2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

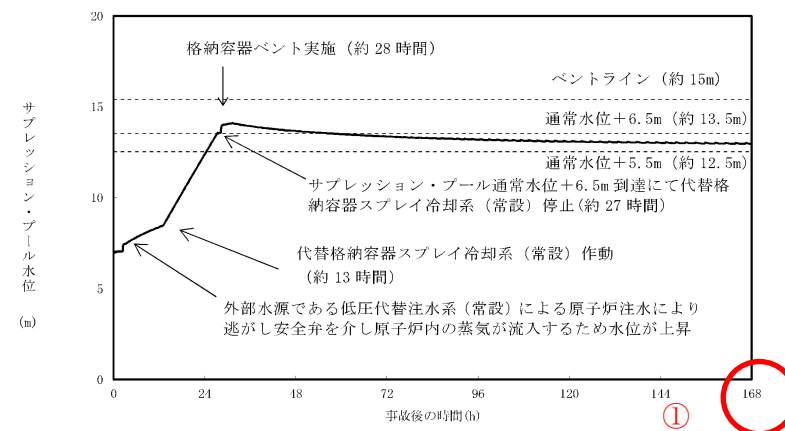
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



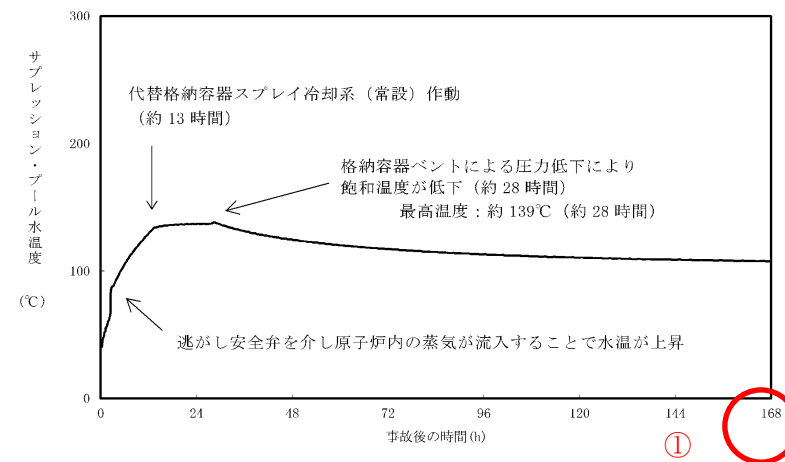
第2.4.2.17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



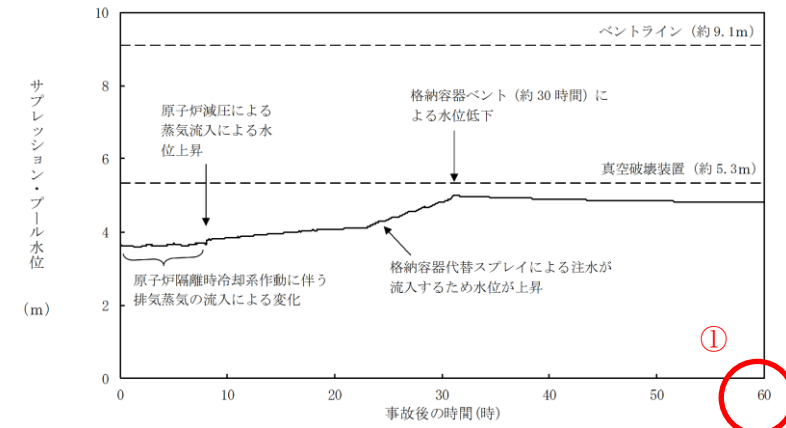
第2.4.2.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



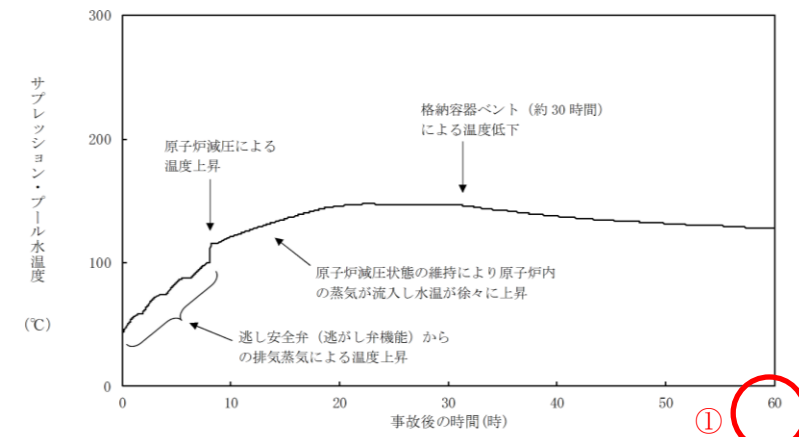
第2.4.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.4.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



第2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (2/3)

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

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
 ※：有効性評価上考慮しない操作

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

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉急速減圧による原子炉注水 (常設) 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 (常設) の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水貯槽	可搬型設備 大量送水車 タンクローリー
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。 格納容器圧力が 334kPa [gage] まで降下した場合、又はサブプレッション・プールの水位が通常水位 + 約 1.3m に到達した場合は、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	可搬型設備 大量送水車 タンクローリー

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

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—

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

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブレーション・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	—

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉側	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0 kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	③ トライウエル内各種の設計値 (主として機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	③ ウェットウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	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 (セパレーター下流から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉熱出力	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉圧力	2.436MPa	定格原子炉熱出力として設定
原子炉水位	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
炉心流量	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心入口温度	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口サブクール度	約278℃	熱平衡計算による値
燃料	約9℃	熱平衡計算による値
最大線出力密度	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、燃料被覆層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
原子炉停止後の崩壊熱	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
格納容器容積 (ドライウエル)	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	7,900m ³	③ トライウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	空腔部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	③ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	35℃	通常運転時の格納容器圧力として設定

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

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

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

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

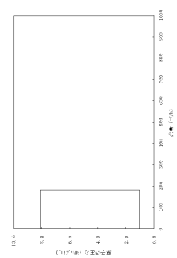
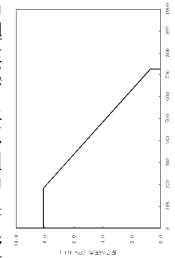
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3. 45kPa (ドライウェルサープレッション・チェンバ間差圧) ③
	サブレーション・プール水位	6. 983m (通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定)
	サブレーション・プール水温度	32℃ (通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定)
	格納容器圧力	5kPa [gage] (通常運転時の格納容器圧力を包含する値)
事故条件	格納容器雰囲気温度	57℃ (通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度) として設定)
	外部水源の水温	35℃ (年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定)
	起因事象	給水流量の全喪失 (原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定)
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定)
	外部電源	外部電源あり (外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる)

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57℃ (4)
	外部水源の温度	35℃ (通常運転時の格納容器温度として設定)
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失 (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)
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失 (原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定)
	外部電源	外部電源なし (残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定)
重大事故等対策に關する機器条件	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) (外部電源がない場合、要員、資源等の観点で厳しい条件となること) (保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定)
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) (信号により自動起動) 91m ³ /h (8.21~0.7MPa [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)
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m ³ /h にて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 (低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定)

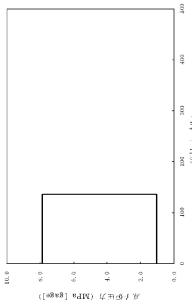
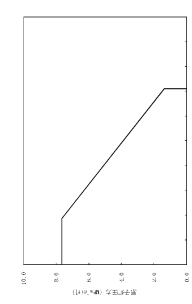
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

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

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

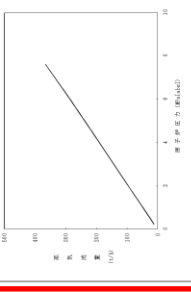
重大事故等対策に関連する機器条件

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

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

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個 ⑤ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開示することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
格納容器代替スプレイス系 (可搬型)	120m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイス	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイス流量を考慮し、設定
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa [gage] における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

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

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

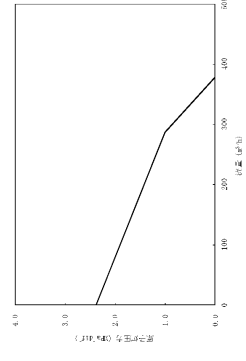
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 ⑤	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個 を開することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流 量の関係＞ 	逃がし安全弁の逃がし弁機能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

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

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

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

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

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

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	高温待機運転中のサブレーション・チェンバ・プールの水最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	サブレーション・プールの水温度 65℃ 到達時
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮し設定 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作	事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブレーション・プールの水位が通常水位 + 約 1.3m (真空破壊装置下端 - 0.45m) 到達から 10 分後

・解析条件の相違
【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p><u>逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については，以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p><u>格納容器安定状態</u>：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。<u>サブプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態</u>：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（以降，同様な相違については記載省略）</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>島根 2号炉は，高圧炉心スプレイ系自動起動水位まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>島根 2号炉は，原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量約4.9×10^{-2}mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1)</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、敷地境界における実効線量は、サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果約6.2×10^{-1}mSv以下となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約1.7×10^{-2}mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。また、重大事故対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び運転員等）の範囲	運転員等操作時間による影響	解析条件の考え方	評価項目となるパラメータに与える影響	
				崩壊熱除去系が故障した場合	運転員等操作時間による影響
原子炉熱出力	約 3.279MW 約 3.293MW (実績値)	約 3.025MW以下 (実績値)	崩壊熱除去系が故障した場合、原子炉熱出力は約3.279MWから約3.293MWまで変動し、最大熱出力は約3.293MWとなる。	崩壊熱除去系が故障した場合、原子炉熱出力は約3.025MW以下となる。	崩壊熱除去系が故障した場合、原子炉熱出力は約3.279MWから約3.293MWまで変動し、最大熱出力は約3.293MWとなる。
原子炉圧力	約 7.09MPa[gage]	約 7.09MPa[gage]	定常運転時の原子炉圧力として設定	定常運転時の原子炉圧力として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、原子炉圧力は約7.09MPa[gage]となる。
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーターから約+116cm)～ 約+116cm)	通常運転水位 (セパレーターから約+116cm)～ 約+116cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	通常運転時の原子炉水位として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、原子炉水位は約+116cmとなる。
炉心流量	52.200t/h (実績値)	52.200t/h (実績値)	定常運転時の炉心流量として設定	定常運転時の炉心流量として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、炉心流量は約52.200t/hとなる。
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型) を使用	9×9燃料 (A型) を使用	崩壊熱除去系が故障した場合、燃料は9×9燃料 (A型) となる。
最大熱出力	44.0kW/m	約 43.8kW/m以下 (実績値)	燃料棒束として設定 燃料棒束を考慮する条件	燃料棒束として設定 燃料棒束を考慮する条件	崩壊熱除去系が故障した場合、最大熱出力は約44.0kW/mとなる。
原子炉停止後 の炉心温度	ANSI/ANS-5.1-1979 標準値3300d/l	ANSI/ANS-5.1-1979 標準値3300d/l	燃料棒束の炉心温度として設定	燃料棒束の炉心温度として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、原子炉停止後の炉心温度は約3300d/lとなる。
格納炉冷却器 (ライロウ)	7.25MPa	7.25MPa	ライロウの圧力として設定	ライロウの圧力として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、ライロウの圧力は約7.25MPaとなる。
格納炉冷却器 の圧力	約 5.20MPa (実績値)	約 5.20MPa (実績値)	ライロウの圧力として設定	ライロウの圧力として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、ライロウの圧力は約5.20MPaとなる。
セパレーター の圧力	約 7.09MPa (実績値)	約 7.09MPa (実績値)	セパレーターの圧力として設定	セパレーターの圧力として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、セパレーターの圧力は約7.09MPaとなる。
セパレーター の水位	約 116cm (実績値)	約 116cm (実績値)	セパレーターの水位として設定	セパレーターの水位として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、セパレーターの水位は約116cmとなる。
セパレーター の温度	約 116℃ (実績値)	約 116℃ (実績値)	セパレーターの温度として設定	セパレーターの温度として設定	崩壊熱除去系が故障した場合、セパレーターの温度は約116℃となる。

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件		最確条件とした場合	運転員等操作時間による影響	
原子炉熱出力	約 3.279MW 約 3.293MW (実績値)	約 3.279MW 約 3.293MW (実績値)	定常原子炉熱出力として設定	定常原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には、最大熱出力が約3.279MWから約3.293MWまで変動し、最大熱出力は約3.293MWとなる。	最確条件とした場合には、最大熱出力が約3.279MWから約3.293MWまで変動し、最大熱出力は約3.293MWとなる。
原子炉圧力 (炉心容器ドーム部)	約 6.91MPa[gage] 約 6.91MPa[gage] (実績値)	約 6.91MPa[gage] 約 6.91MPa[gage] (実績値)	定常原子炉圧力として設定	定常原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、原子炉圧力は約6.91MPa[gage]となる。	最確条件とした場合には、原子炉圧力は約6.91MPa[gage]となる。
通常運転水位 (セパレーターから約+122cm ト下端から+126cm) ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位 約+122cm ト下端から約+126cm) ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位 約+122cm ト下端から約+126cm) ～約+132cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、原子炉水位は約+122cmから約+132cmとなる。	最確条件とした場合には、原子炉水位は約+122cmから約+132cmとなる。
炉心流量 (定格流量) 約 85%～約 104% (実績値)	定格流量の 約 85%～約 104% (実績値)	定格流量の 約 85%～約 104% (実績値)	定格流量として設定	定格流量として設定	最確条件とした場合には、炉心流量は約85%から約104%となる。	最確条件とした場合には、炉心流量は約85%から約104%となる。
燃料 9×9燃料 (A型)	燃料棒束ごと 9×9燃料 (A型)	燃料棒束ごと 9×9燃料 (A型)	燃料棒束ごととして設定	燃料棒束ごととして設定	最確条件とした場合には、燃料は9×9燃料 (A型) となる。	最確条件とした場合には、燃料は9×9燃料 (A型) となる。
最大熱出力 約 338kW/m 約 41kW/m (実績値)	約 338kW/m 約 41kW/m (実績値)	約 338kW/m 約 41kW/m (実績値)	燃料棒束として設定 燃料棒束を考慮する条件	燃料棒束として設定 燃料棒束を考慮する条件	最確条件とした場合には、最大熱出力が約338kW/mから約41kW/mまで変動し、最大熱出力は約41kW/mとなる。	最確条件とした場合には、最大熱出力が約338kW/mから約41kW/mまで変動し、最大熱出力は約41kW/mとなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び運転員等）の範囲	運転員等操作時間による影響	条件設定の考え方	評価項目となるパラメータに与える影響	
				崩壊熱除去系が故障した場合	運転員等操作時間による影響
原子炉熱出力	約 2.435MW以下 (実績値)	約 2.435MW以下 (実績値)	定常原子炉熱出力として設定	定常原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には、最大熱出力が約2.435MW以下となる。
原子炉圧力	約 6.77～6.79MPa[gage] (実績値)	約 6.77～6.79MPa[gage] (実績値)	定常原子炉圧力として設定	定常原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、原子炉圧力は約6.77～6.79MPa[gage]となる。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、原子炉水位は約+83cmとなる。
炉心流量	35.6×10 ⁴ t/h	定格流量の 85～104% (実績値)	定格流量として設定	定格流量として設定	最確条件とした場合には、炉心流量は約35.6×10 ⁴ t/hとなる。
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型) を使用	9×9燃料 (A型) を使用	最確条件とした場合には、燃料は9×9燃料 (A型) となる。
最大熱出力 約 41.0kW/m以下 (実績値)	約 41.0kW/m以下 (実績値)	約 41.0kW/m以下 (実績値)	燃料棒束として設定 燃料棒束を考慮する条件	燃料棒束として設定 燃料棒束を考慮する条件	最確条件とした場合には、最大熱出力が約41.0kW/m以下となる。
原子炉停止後 の炉心温度	ANSI/ANS-5.1-1979 標準値3300d/l	ANSI/ANS-5.1-1979 標準値3300d/l	燃料棒束の炉心温度として設定	燃料棒束の炉心温度として設定	最確条件とした場合には、原子炉停止後の炉心温度は約3300d/lとなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (崩壊熱除去系が故障した場合) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響	
	解析条件	最確条件				
格納容器圧力	5. 2kPa [range] (実測値)	約 3kPa [range] ~ 約 7kPa [range] (実測値)	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約 14kPa であり、格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって、格納容器ベント時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約 14kPa であり、格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって、格納容器ベント時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約 14kPa であり、格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって、格納容器ベント時間と与える影響は小さい。	
	57℃	約 43℃ ~ 約 62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度と設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイトにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイトにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイトにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展と与える影響は小さい。
真空破壊装置	3. 43kPa (ドラライクウェル・サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	3. 43kPa (ドラライクウェル・サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。
	50℃ (事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃)	約 35℃ ~ 約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きくない。本解析では運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きくない。本解析では運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きくない。本解析では運転員等操作時間と与える影響は小さい。
外部水源の温度	約 21. 40kPa	21. 40kPa 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の淡水貯蔵槽の水量を参考として設定	最確条件とした場合は、事象発生12時間後からの可視型代替注水は大きく異なる。また、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、事象発生12時間後からの可視型代替注水は大きく異なる。また、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、事象発生12時間後からの可視型代替注水は大きく異なる。また、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
外部水源の容量	約 2. 04kL	2. 04kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 336kWh/t (実積値)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度 約 316kWh/t (実積値)	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、運転期間に相対する燃焼度として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している燃焼熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は小さくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料格納容器の放出量は小さくなる。格納容器圧力及び蒸気温度の上昇は緩和される。格納容器圧力及び蒸気温度の上昇は緩和される。格納容器圧力及び蒸気温度の上昇は緩和される。格納容器圧力及び蒸気温度の上昇は緩和される。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している燃焼熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は小さくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料格納容器の放出量は小さくなる。格納容器圧力及び蒸気温度の上昇は緩和される。格納容器圧力及び蒸気温度の上昇は緩和される。格納容器圧力及び蒸気温度の上昇は緩和される。
	格納容器圧力	5kPa [range]	約 2. 2kPa [range] ~ 約 4. 7kPa [range] (実積値)	通常運転時の格納容器圧力を包摂する値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の時点より復水貯蔵槽等機器の間隔時間は短くなる。ただし、ゆらぎによる格納容器圧力の変動は30%程度と非常に小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
格納容器蒸気温度	57℃	約 25℃ ~ 約 58℃ (実積値)	通常運転時の格納容器蒸気温度 (ドラライクウェル内ガス冷却表面の設計温度) として設定	最確条件とした場合は、格納容器蒸気温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、格納容器蒸気温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
格納容器内積 (ドラライクウェル)	5. 70m ³	5. 70m ³ (設計値)	設計値	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空周部: 4. 10m ³ 液相部: 3. 30m ³	空周部: 約 1. 058 m ³ ~ 約 4. 092m ³ 液相部: 約 3. 302m ³ ~ 約 3. 342m ³ (実測値)	設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ水位の下限値に基づき設定)	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器体積が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器体積が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (崩壊熱除去系が故障した場合) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器圧力 (ドラライクウェル)	7. 00kPa (設計値)	7. 00kPa (設計値)	ドライクウェル内積の設計値 (実体積) を参考として設定	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。運転員等操作時間と与える影響は小さい。
	空周部: 4. 70m ³ 液相部: 2. 80m ³ (設計値)	空周部: 約 1. 058 m ³ ~ 約 4. 092m ³ 液相部: 約 3. 302m ³ ~ 約 3. 342m ³ (実測値)	設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ水位の下限値に基づき設定)	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器体積が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器体積が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
真空破壊装置	3. 43kPa (ドラライクウェル・サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	3. 43kPa (ドラライクウェル・サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展に与える影響は小さい。
サブプレッジョン・チェンバ水位	3. 43m (通常運転水位)	約 3. 59m ~ 約 3. 63m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ水位として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水位よりも低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水位よりも低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
サブプレッジョン・チェンバ水温	35℃	約 10℃ ~ 約 35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ水温として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
格納容器圧力	5 MPa [range]	約 5 MPa [range] ~ 約 7 MPa [range] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約 45℃ ~ 約 61℃ 程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	35℃ (実測値)	屋外水塔の水温を参考として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。
外部水源の容量	7. 74m ³	7. 74m ³ 以上 (合計貯蔵量)	谷貯水塔の水量を参考にして設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。
燃料の容量	1. 18m ³	1. 18m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所内には行っていない設計容量を参考にして設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
事故条件	原因現象	給水流量の急減少	—	—	—	—
	安全機能の喪失に対する設定	崩壊熱除去機能喪失	—	—	—	—
外部電源	外部電源あり	—	—	—	—	—
	外部電源なし	—	—	—	—	—
原子炉システム	原子炉水位低（レベル3）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル3）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル3）として設定	原子炉水位低（レベル3）として設定	—	—
	原子炉水位低（レベル4）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル4）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル4）として設定	原子炉水位低（レベル4）として設定	—	—
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系（常設）	—	—	—	—	—
	原子炉隔離時冷却系（非常設）	—	—	—	—	—
高圧炉心注水	高圧炉心注水	—	—	—	—	—
	高圧炉心注水（非常設）	—	—	—	—	—
冷却系	冷却系	—	—	—	—	—
	冷却系（非常設）	—	—	—	—	—
圧力調整	圧力調整	—	—	—	—	—
	圧力調整（非常設）	—	—	—	—	—
燃料	燃料	—	—	—	—	—
	燃料（非常設）	—	—	—	—	—

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
サブプレッション・プール水位	6.982m（通常運転範囲の下限値）	7.000m～1.070m（実績値）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定	—	—	—
	32℃	約15℃～約32℃（実績値）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定	—	—	—
真空破壊装置	動作圧：3.45MPa（ドライウェル・サブプレッション・チェンバール高圧）	動作圧：3.45MPa（ドライウェル・サブプレッション・チェンバール高圧）（設計値）	真空破壊装置の動作圧を設定	—	—	—
	35℃	35℃以下	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	—	—	—
外部水源の容量	約8,600m ³	約8,600m ³ 以上（西側貯水タンク設備＋代償貯水タンク）	西側貯水タンク設備及び代償貯水タンクの管理下限値を設定	—	—	—
	約1,010kL	約1,010kL以上（稼働時燃料タンク4可稼働設備用燃料タンク）	燃料タンクの管理下限値を設定	—	—	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（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		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
原因現象	給水流量の急減少	—	原子炉水位の低下が激しい過渡現象を設定	—	—	—
	崩壊熱除去機能喪失	—	燃料加熱素子の故障により崩壊熱除去機能が喪失するとして設定	—	—	—
外部電源	外部電源なし	—	外部電源がない場合には常設電源又は電源設備の起動が不可能なことから、運転員等の観点で置いた条件となる	—	—	—
	外部電源あり	—	—	—	—	—
原子炉システム	原子炉水位低（レベル3）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル3）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル3）として設定	—	—	—
	原子炉水位低（レベル4）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル4）（遅延時間：1.00秒）	原子炉水位低（レベル4）として設定	—	—	—
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系（常設）	—	—	—	—	—
	原子炉隔離時冷却系（非常設）	—	—	—	—	—
低圧炉心注水（常設）	低圧炉心注水（常設）	—	—	—	—	—
	低圧炉心注水（非常設）	—	—	—	—	—
高圧炉心注水	高圧炉心注水	—	—	—	—	—
	高圧炉心注水（非常設）	—	—	—	—	—
冷却系	冷却系	—	—	—	—	—
	冷却系（非常設）	—	—	—	—	—
圧力調整	圧力調整	—	—	—	—	—
	圧力調整（非常設）	—	—	—	—	—
燃料	燃料	—	—	—	—	—
	燃料（非常設）	—	—	—	—	—

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	-	-
安全機能の喪失に対する仮定	崩壊除去機能喪失	-	残留熱除去系の機能による崩壊熱除去機能の喪失を設定	-	-
外部電源	外部電源あり	-	外部電源がある場合、事象発生と同時に自循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低下(レベル3)による原子炉スララムまでは原子炉出力が強く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に自循環ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び設計時電源設備により電源が供給され、また、炉心冷却代替注水系統(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に自循環ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び設計時電源設備により電源が供給され、また、炉心冷却代替注水系統(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
原子炉システムA41号	原子炉水位低(レベル3)141号(澄れ時間1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)141号(澄れ時間1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。
ATWS緩和設備(代替自循環ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下(レベル2)14号で3台全てがトリップ 安全弁機能 (原子炉圧力制御時)7.79MPa[case]~8.31MPa[case] 335.2t/h(1個当たり) 410.6t/h(1個当たり)	原子炉水位異常低下(レベル2)14号で2台全てがトリップ 安全弁機能 (原子炉圧力制御時)7.79MPa[case]~8.31MPa[case] 335.2t/h(1個当たり) 410.6t/h(1個当たり)	ATWS緩和設備(代替自循環ポンプトリップ機能)のインテグレーションとして設定 漏がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。
漏がし安全弁	(原子炉)手動減圧装置 漏がし安全弁(自動減圧機能)7割を開放することによる原子炉減圧	(原子炉)手動減圧装置 漏がし安全弁(自動減圧機能)7割を開放することによる原子炉減圧	漏がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。

第2表 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/6)

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

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水平常時) ・注水流速: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa(dif)~ 2.38MPa(dif)	(原子炉注水平常時) ・注水流速: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa(dif)~ 2.38MPa(dif)	設計値に注入配管の流路仕組を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。従来後の機件として注水維持可能な注水量に制約するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流速: 130m ³ /h(一定) ・注水圧力: 13.4kg/s(格納容器圧力)0.31MPa(gage)において)	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流速: 230m ³ /h ・注水圧力: 13.4kg/s(格納容器圧力)0.31MPa(gage)において)	設計に基づき、併用時の注入圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	最確条件とした場合、サブプレッション・プールの水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プールの水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ併用時(常設)の停止後に格納容器高圧使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
代替格納容器スプレイ常設系(常設)	スプレイ流量: 130m ³ /h(一定)	スプレイ流量: 102m ³ /h~130m ³ /h	格納容器常設系温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び蒸気発生速度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ併用時(常設)の停止後に格納容器高圧使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力逃がし装置等	排気流量: 13.4kg/s(格納容器圧力)0.31MPa(gage)において)	排気流量: 13.4kg/s(格納容器圧力)0.31MPa(gage)において)	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び蒸気発生速度を低下させるのに必要な排出流量として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び蒸気発生速度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ併用時(常設)の停止後に格納容器高圧使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

重大事象発生時
機器故障
機器異常
機器故障
機器異常

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	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
格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3/4）

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	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
格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作終了時間	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
格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器圧力減らし要 格納容器除熱	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響

備考

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕を与える影響 (4/4)

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>3. 時間評価</p> <p>事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少しない。</p> <p>事象発生 2 時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約 300 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。</p> <div data-bbox="964 756 1676 1165" data-label="Figure"> </div> <p>第 1 図 外部水源による積算注水量 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5, 41 0m³ の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8, 600m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>		

添付資料 2.4.2.4

7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去系が故障した場合)

プラント状況: 6号及び7号炉停止中。1~5号炉停止中。
 事象: 崩壊熱除去系が故障した場合(1~5号炉停止中)は、6号及び7号炉停止中。単元的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、外面電源は想定していないが、新プラントの外部電源が緊急時対応可能な設備が、ここでは、0号炉及び7号炉の外部電源が、7日間に対応可能。

別号	時系列	判定
7号炉	7号炉停止直後~事象発生後7日間 復元作業開始後 可搬型代替注水ポンプ(A-3機) 21t/h×24h×7日×1台=14,112t	7号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 注1 1,483t/h×24h×7日×1台=752,472t
6号炉	6号炉停止直後~事象発生後7日間 復元作業開始後 可搬型代替注水ポンプ(A-3機) 21t/h×24h×7日×1台=14,112t	6号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 注1 1,483t/h×24h×7日×1台=752,472t
1号炉	1号炉停止直後~事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動、 注2 1,879t/h×24h×7日×2台=631,544t	1号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
2号炉	2号炉停止直後~事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動、 注2 1,879t/h×24h×7日×2台=631,544t	2号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
3号炉	3号炉停止直後~事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動、 注2 1,879t/h×24h×7日×2台=631,544t	3号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
4号炉	4号炉停止直後~事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動、 注2 1,879t/h×24h×7日×2台=631,544t	4号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
5号炉	5号炉停止直後~事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動、 注2 1,879t/h×24h×7日×2台=631,544t	5号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
その他	5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源装置 1台起動、(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日=7,560L モニタリングポスト用発電機 3台起動、(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 4t/h×24h×7日=672t	1~7号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 100kLの残容量(合計)は約919kLであり、7日間対応可能。

注1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 注2 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。
 注3 崩壊熱除去系が故障した場合(1~5号炉停止中)は、6号及び7号炉停止中。単元的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

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

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動*1 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約484.0kL	7日間の 軽油消費量 約755.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動*2 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約6.0kL	7日間の 軽油消費量 約6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約210kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL	7日間の 軽油消費量 約70.0kL	緊急時対策用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約75kLであり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。
 ※2 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 2.4.2.4

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.4.2.4

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

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

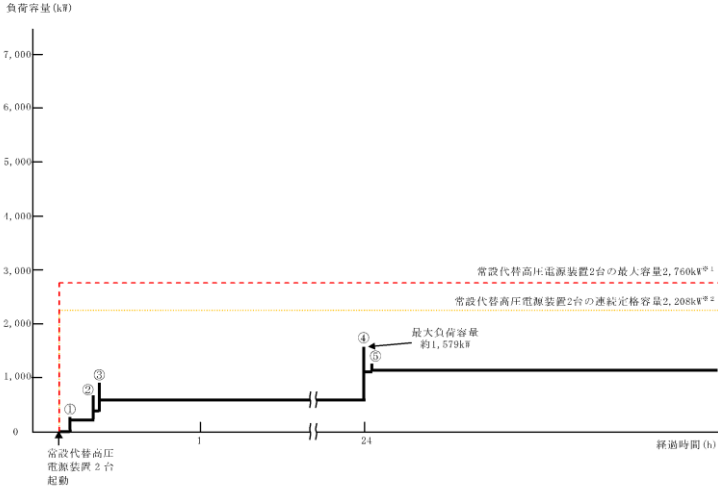
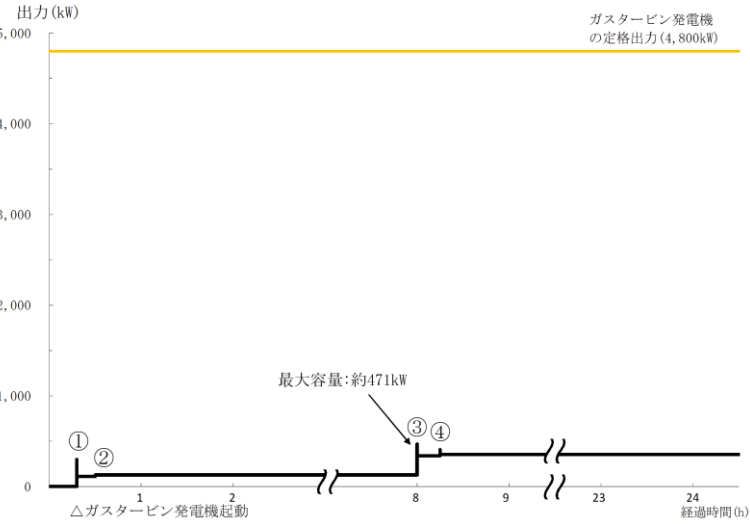
時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動*1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,618m³/h×24h×7日×2台=543,648m³	7日間の 軽油消費量 約711m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0,927m³/h×24h×7日×1台=155,736m³		
大量送水車 1台起動 0,0652m³/h×24h×7日×1台=10,9536m³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2,09m³/h×24h×7日×1台=351,12m³	7日間の 軽油消費量 約352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 0,0469 m³/h×24h×7日×1台=7,8792m³	7日間の 軽油消費量 約8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

備考

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																							
資料なし	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>常設代替交流電源設備の負荷</u> (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】</p> <table border="1" data-bbox="961 527 1685 737"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器名称</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の連続最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷</td> <td>約120 約97</td> <td>約246</td> <td>約217</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約702</td> <td>約407</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約892</td> <td>約597</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>緊急用海水ポンプ その他必要な負荷</td> <td>約510 約4</td> <td>約1,579</td> <td>約1,111</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>代替燃料プール冷却系ポンプ</td> <td>約30</td> <td>約1,220</td> <td>約1,141</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ</p> <p>※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量) ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)</p>	起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)	①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約246	約217	②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407	③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597	④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111	⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>常設代替交流電源設備の負荷</u> (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト 電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW</p> <table border="1" data-bbox="1745 562 2487 785"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>ガスタービン発電機付帯設備</td> <td>約111</td> <td>約300</td> <td>約111</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)</td> <td>約18</td> <td>約129</td> <td>約129</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>低圧原子炉代替注水ポンプ</td> <td>約210</td> <td>約471</td> <td>約339</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>低圧原子炉代替注水設備非常用送風機</td> <td>約15</td> <td>約409</td> <td>約354</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ</p>	起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)	①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111	②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129	③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339	④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354	<ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, SA 事象を考慮して, 外部電源の喪失を想定している。 設備設計の相違 【東海第二】 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお, 柏崎6/7では必要負荷について外部電源で電源供給を行う。
起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)																																																						
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約246	約217																																																						
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407																																																						
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597																																																						
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111																																																						
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141																																																						
起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)																																																						
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111																																																						
②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129																																																						
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339																																																						
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354																																																						