

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.1 崩壊熱除去機能喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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、<u>①「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>, <u>②「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]※1）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>, <u>③「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>及び<u>④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>である。</p> <p><u>※1 原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能の喪失</u></p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に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、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去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、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p>	<p>5 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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、<u>①「残留熱除去系の故障（RHR 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>, <u>②「残留熱除去系の故障（RHR S 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>及び<u>③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に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、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去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、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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、「<u>崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」及び「<u>外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に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、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去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、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉の「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、残留熱除去系のフロントライン系又はサポート系の機能喪失を表している。</p> <p>柏崎6/7の②の事故シーケンスは、PRAにおいて、原子炉冷却材浄化系、燃料プール冷却浄化系に期待しているため抽出されているが、島根2号炉では期待していないため同様の事故シーケンスは抽出されていない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また、原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1 図及び第5.1.2 図に、手順の概要を第5.1.3 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5.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計14名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第5.1.4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>14名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に</p>	<p>する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備する。また、<u>残留熱除去系海水系機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合</u>については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1-1 図に、手順の概要を第5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員（初動）12名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は3名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>12名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これによ</p>	<p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備する。また、<u>原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合</u>については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1-1(1) 図及び第5.1.1-1(2) 図に、手順の概要を第5.1.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける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10名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は<u>5名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.1.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>10名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これによ</p>	<p>備考</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転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>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p>	<p>り、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転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>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</u></p>	<p>り、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（S.A.）</u>、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転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>残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）を全閉とし、<u>原子炉低圧状態の維持を停止する。</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切り替え時に現場操作を実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価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 style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</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評価条件を第 5.1.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>22MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 <u>37m³/h</u></p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>残留熱除去系の故障 (RHR 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS-A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価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 style="text-align: center;">(添付資料 5.1.2)</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評価条件を第 5.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>19MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 <u>32m</u></p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価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 style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</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評価条件を第 5.1.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>14.0MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・評価結果の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>である。</p> <p>(添付資料 5. 1. 3)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※2}。</p> <p>※2 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転中の残留熱除去系の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>$\frac{3}{h}$ である。</p> <p>(添付資料 5. 1. 3, 5. 1. 4)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする[※]。</p> <p>※ 実操作では残留熱除去系 (低圧注水系) の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系 (低圧注水系) の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>(添付資料 1. 3. 3, 5. 1. 8)</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水系)</p>	<p>$23\text{m}^3/\text{h}$ である。</p> <p>(添付資料 5. 1. 3)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は <u>954m³/h</u> とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 <u>8MW</u>（原子炉冷却材温度 <u>52℃</u>、海水温度 <u>30℃</u>において）とする。</p> <p>d. 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) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</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水位の推移を第 5. 1. 5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5. 1. 6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 90 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※3}。</p> <p>※3 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では低圧注水系の準備が完了した後で原子炉減圧を実</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は <u>1,605m³/h</u> とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 <u>43MW</u>（原子炉冷却材温度 <u>100℃</u>、海水温度 <u>32℃</u>において）とする。</p> <p>d. 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) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</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水位の推移を第 5. 1 -4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5. 1 -5 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1. 1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 1 時間 45 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※1}。</p> <p>※1 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の準備が完了し</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は <u>1,136m³/h</u> とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 <u>9MW</u>（原子炉冷却材温度 <u>52℃</u>、海水温度 <u>30℃</u>において）とする。</p> <p>d. 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) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</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水位の推移を第 5. 1. 2 -1 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5. 1. 2 -2 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、事象発生から約 0. 9 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 30 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>伝熱容量の相違。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動に原子炉保護系母線の復旧が不要である。</p> <p>・設備設計及び運用の相</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>施することとなり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1.5 図</u>に示すとおり、<u>有効燃料棒頂部の約3.3m</u>上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1.6 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※4}が維持される水位である<u>有効燃料棒頂部の約2.0m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>1時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>10mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での操作を必ず必要な作業としていないが、<u>燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）</u>を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイヘッド</u>及びホースの設置にかかる作業時間を</p>	<p>た後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1-4 図</u>に示すとおり、<u>燃料有効長頂部の約4.2m</u>上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1-5 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}が維持される水位である<u>燃料有効長頂部の約1.7m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋原子炉棟6階の床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>2.2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>22mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での操作を必ず必要な作業としていないが、<u>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）</u>を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレ</p>	<p>了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1.2-1 図</u>に示すとおり、<u>燃料棒有効長頂部の約4.0m</u>上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1.2-2 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持される水位である<u>燃料棒有効長頂部の約1.8m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>20mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建物原子炉棟4階</u>での操作を必要な作業としていないが、<u>燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）</u>を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイノズル</u>及びホースの設置にかかる作業</p>	<p>違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉はBWR-5であり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の戻り水が再循環配管に流入する設計のため、原子炉圧力容器への低温水流入による過度な熱衝撃発生を防止を目的とした配管の暖気運転は実施しない。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上</u> (通常水位から<u>約 2.4m 下</u>) の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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 5.1.2 表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価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>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約 22.4MW</u> に対して最確条件は<u>約 22MW 以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>イノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、<u>施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>燃料有効長頂部の約 1.7m 上</u> (通常水位から<u>約 3.5m 下</u>) の位置である。 (添付資料 5.1.5, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系 (<u>低圧注水系</u>) による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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 5.1-2 表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価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>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約 18.8MW</u> に対して最確条件は<u>約 18.8MW 未満</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での<u>原子炉建物原子炉棟 4 階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上</u> (通常水位から<u>約 3.3m 下</u>) の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系 (<u>低圧注水モード</u>) による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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 5.1.2-1 表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価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>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約 14.0MW</u> に対して最確条件は<u>約 14.0MW 以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉の最確条件を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{*4}が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧</p>	<p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約47℃～約58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時</p>	<p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時</p>	<p>・実績値の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</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>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^註が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間、有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^註が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。 ・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
<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※5}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※5 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対して<u>ゆらぎがあり</u>、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より<u>低くなる場合があるが</u>、<u>原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから</u>、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる[※]。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から約2時間後を設定している。運転員等操作時間に与</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、<u>原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから</u>、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※4}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与え</p>	<p>・実績値の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【東海第二】</p>

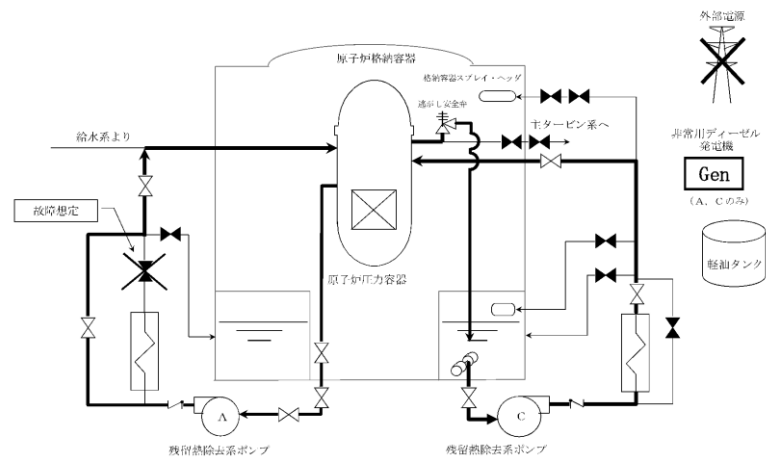
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(2) 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>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約5時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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。</p> <p>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>える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 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>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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。</p> <p>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>(添付資料5.1.8)</p>	<p>る影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(2) 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>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.3時間、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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。</p> <p>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>備考</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の64名で対処可能である。</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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから</u>、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。</u></p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>12名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員（初動）の37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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから</u>、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>約755.5kL</u>の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて<u>約800kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>10名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の43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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とし、循環することから</u>、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、<u>保守的に事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p>	<p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p>

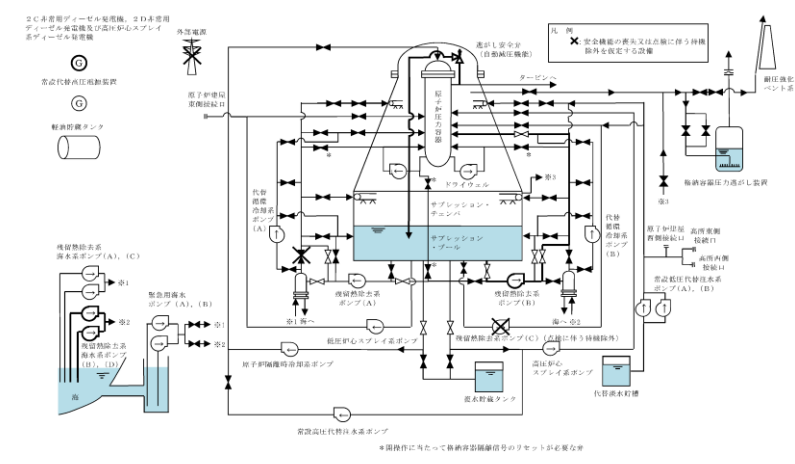
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.8)</p> <p>c. 電源</p> <p>外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によって給電を行うものとする。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。</p> <p>また、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>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.9)</p> <p>c. 電源</p> <p>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。</p> <p><u>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約951kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</u></p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.10)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.8)</p> <p>c. 電源</p> <p>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。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失す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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、<u>放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保</u>ができることから、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>評価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、<u>残留熱除去系による原子炉注水</u>、<u>原子炉除熱等の燃料損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失す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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「<u>残留熱除去系の故障（RHR 喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</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、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、<u>放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保</u>ができることから、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>評価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、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失す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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「<u>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</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、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水及び<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、<u>放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保</u>ができることから、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>評価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、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策</u>は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	

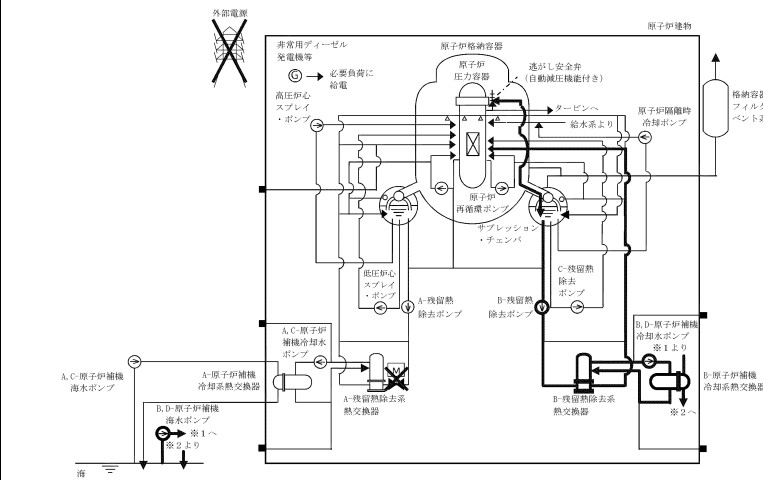
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



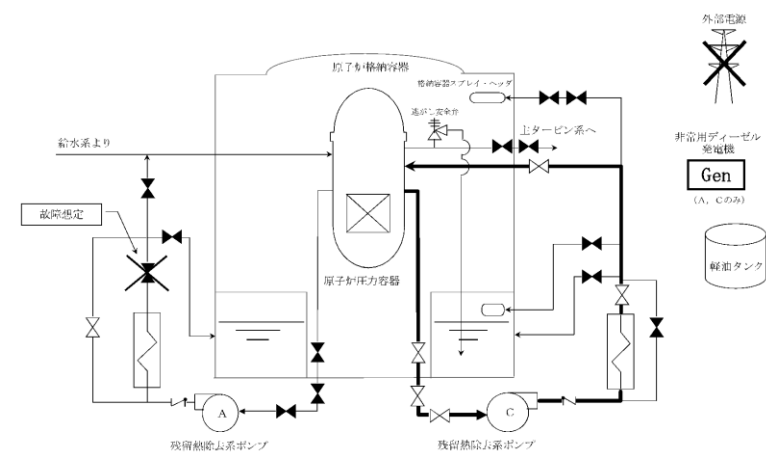
第5.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



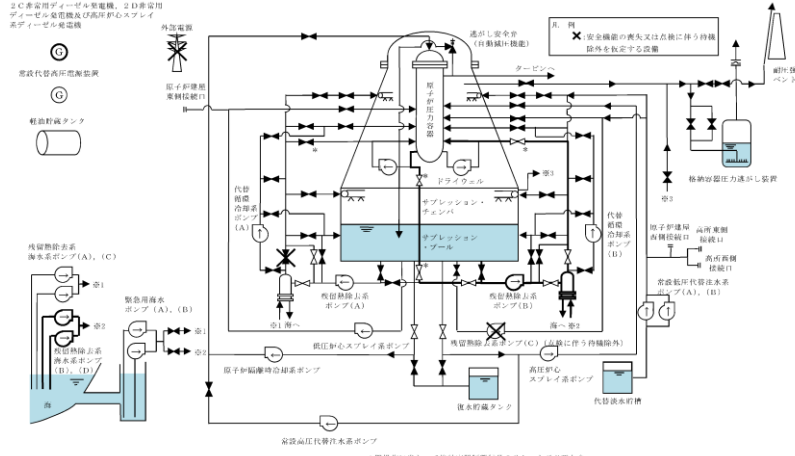
第5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び残留熱除去系 (低压注水系) による原子炉注水段階)



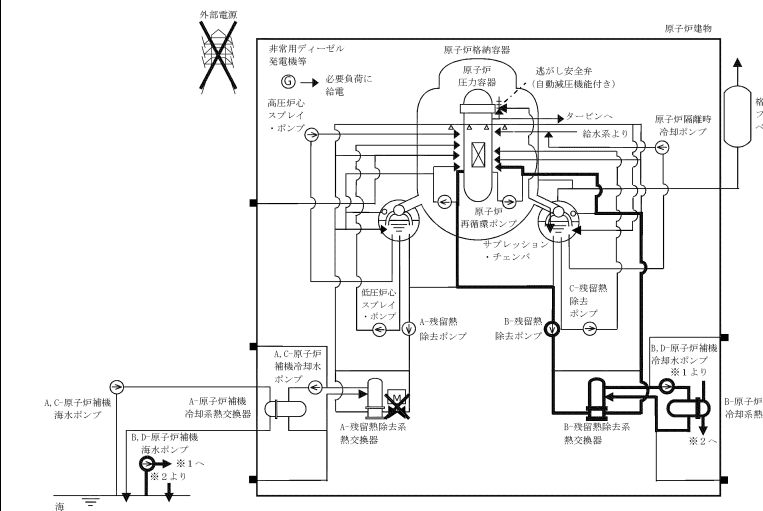
第5.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



第5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却)

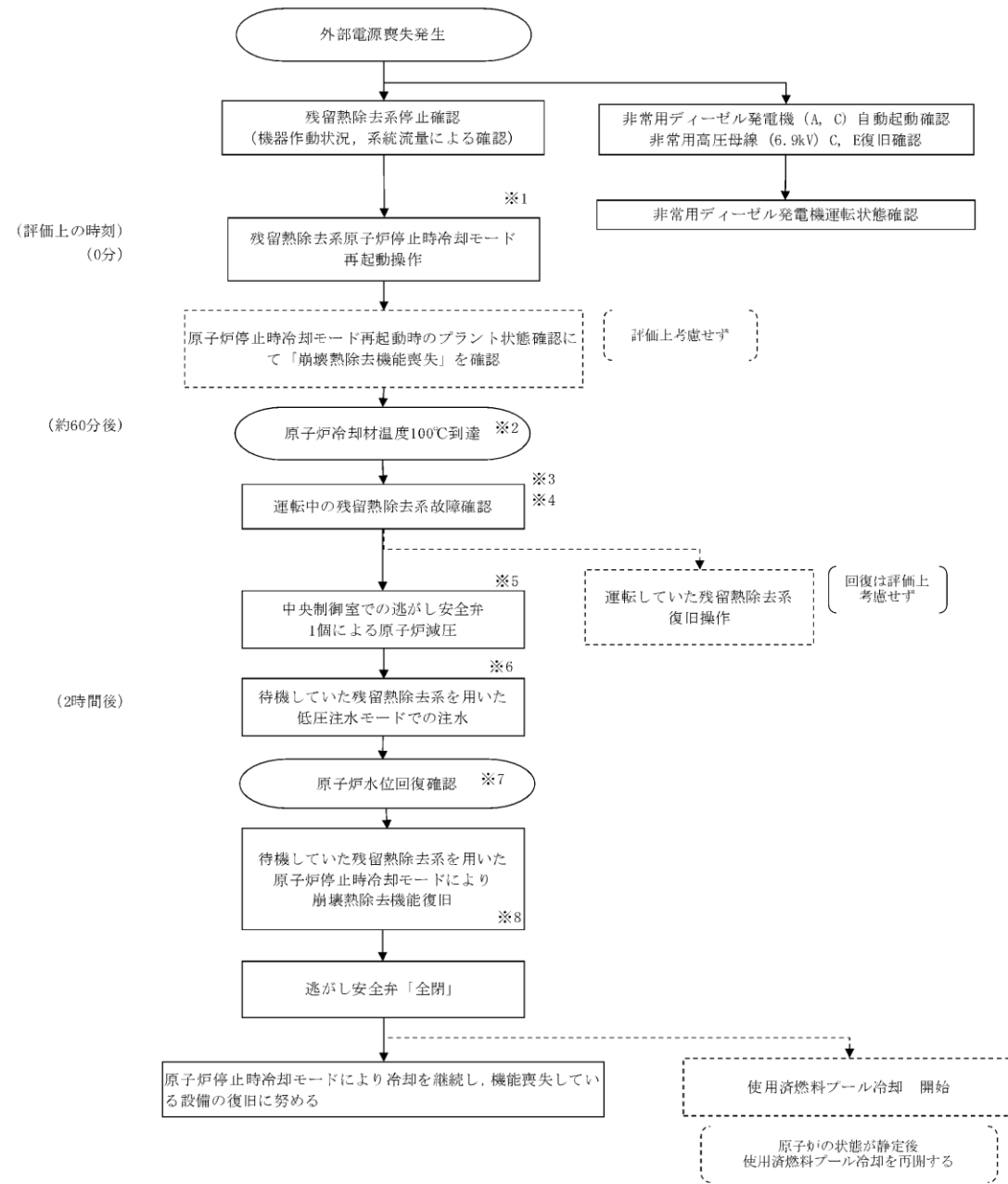
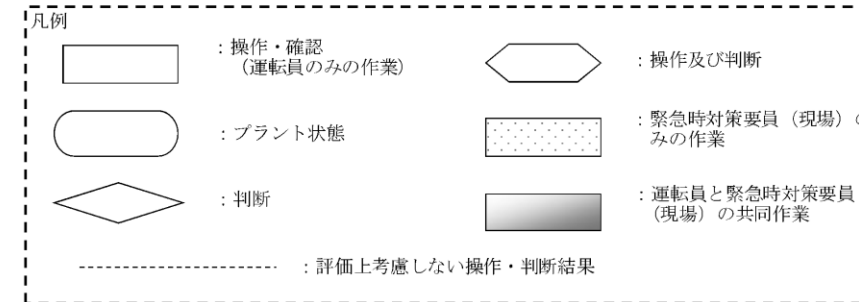


第5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却) による原子炉除熱段階)



第5.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)

プラント前提条件
 ・プラント停止後1日目
 ・原子炉圧力容器閉鎖中
 ・原子炉格納容器開放中
 ・主蒸気隔離弁全閉
 ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
 ・残留熱除去系 (B) 停止中
 ・残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中
 ・原子炉水位通常運転水位 (通常, 原子炉停止時冷却モード運転時は+1550mm以上)

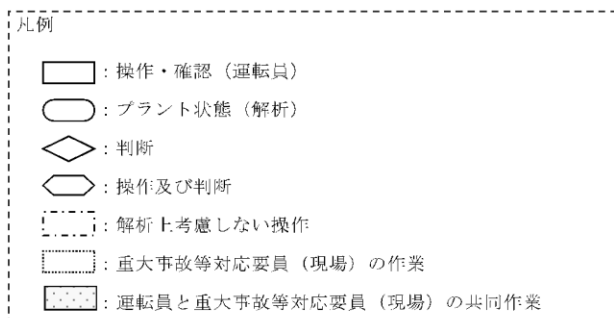


- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を評価条件とする。実際は、原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材温度を継続監視するため、早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる
- ※2 約1時間後に原子炉冷却材温度が100°Cに到達する
- ※3 1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する
- ※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
評価上、人的過熱等の認知を約60分後としているため、建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する
- ※5 評価上、原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する
- ※6 注水前の原子炉最低水位は有効燃料棒頂部 (TAF) +3.3m (レベル3-約500mm) となる
- ※7 原子炉水位計 (広帯域) にて原子炉水位の回復を確認する
低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
なお、原子炉停止時冷却モードを運転する際は通常運転水位よりも高く維持する
- ※8 低圧注水モードで注水後、原子炉停止時冷却モードへ切り替える

差異理由は、島根2号炉「第5.1.1-2図「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

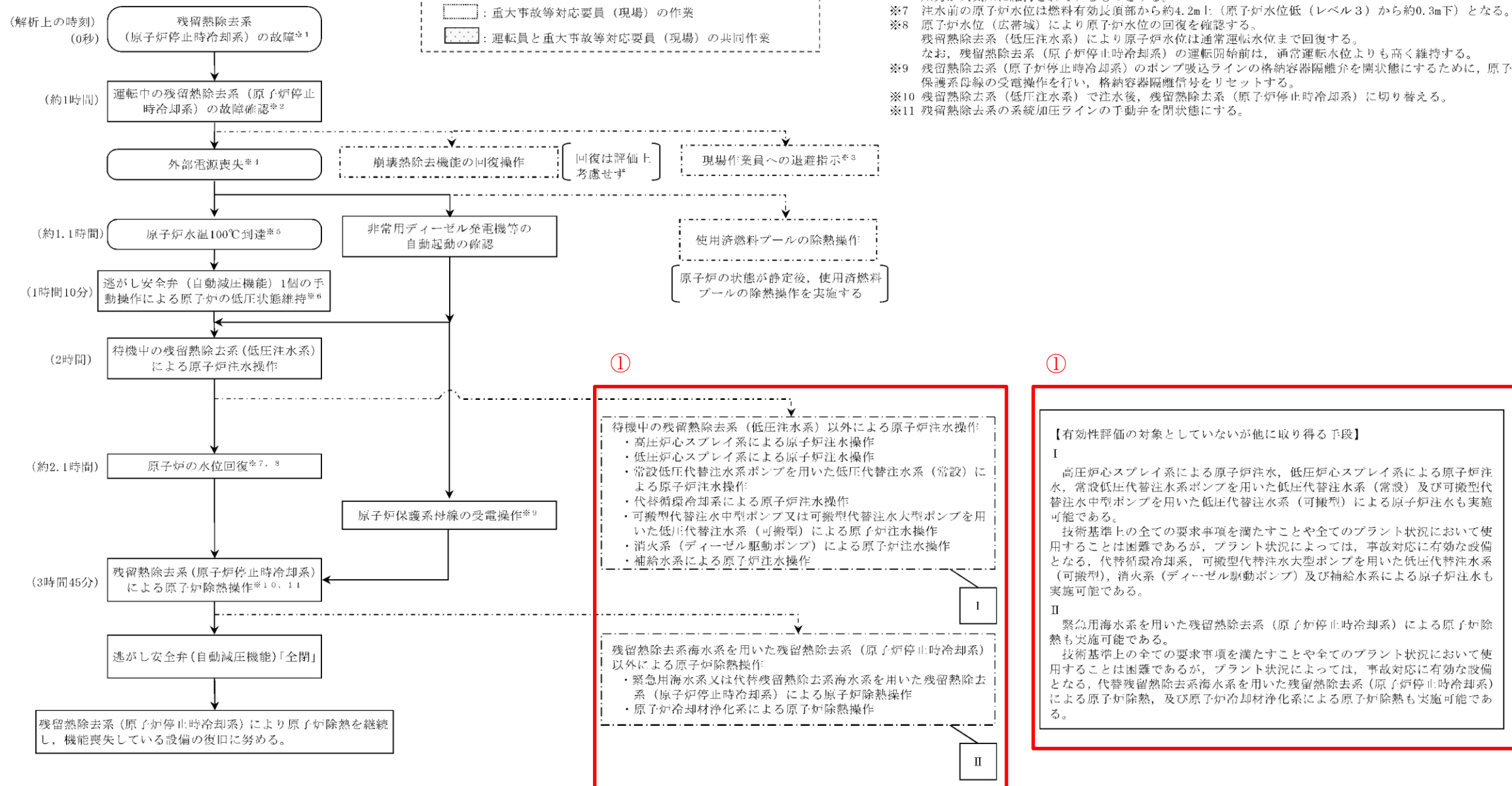
第5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

- プラント前提条件
- ・プラント停止後 1 日口
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - ・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中
 - ・原子炉水位は通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）



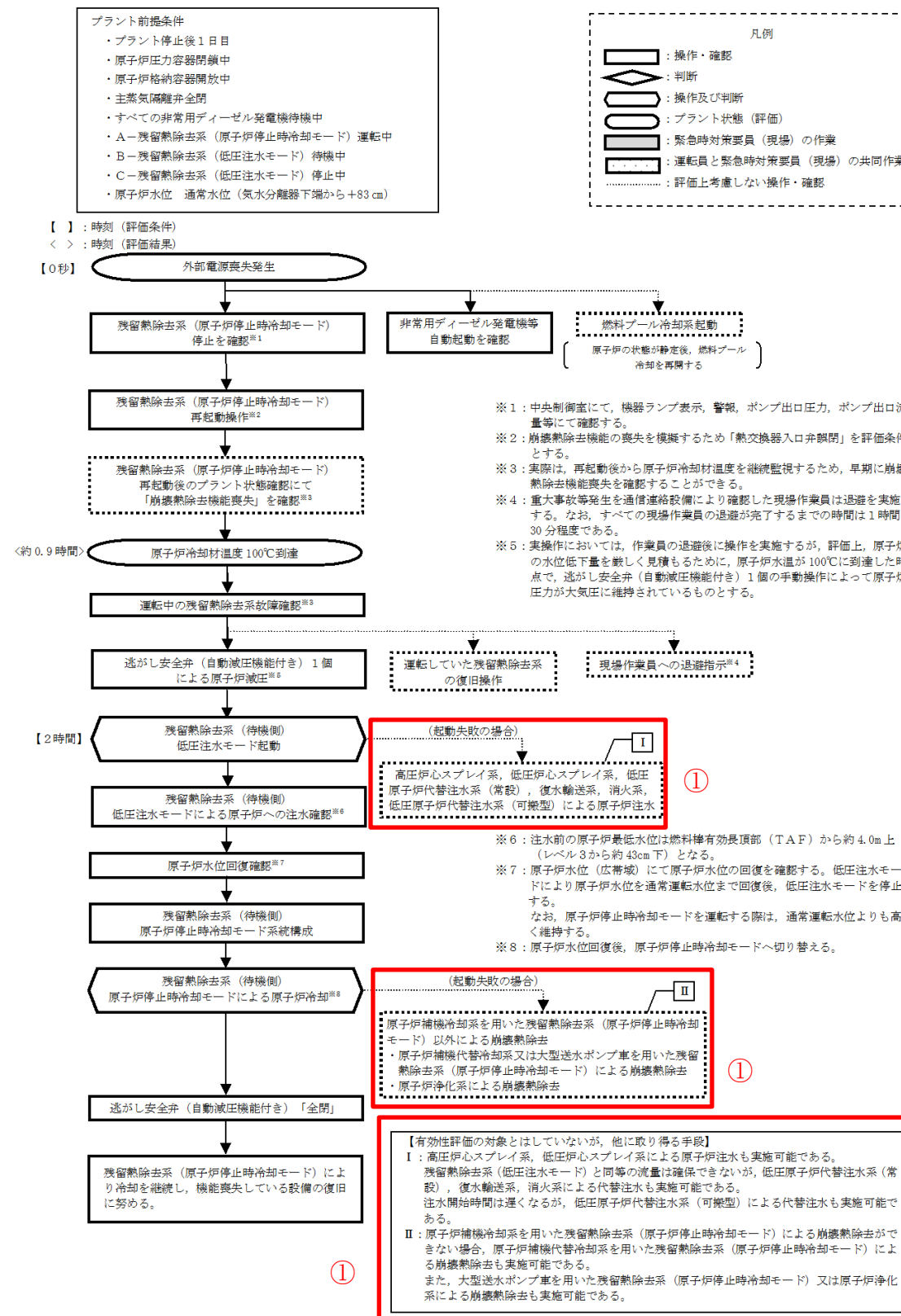
- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模倣するため「熱交換器出口弁閉鎖」を評価条件とする。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止時の原子炉冷却材温度を確認する。
- ※2 1時間ごとの中央制御室の巡視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、電源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。
- ※5 約1.1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する。
- ※6 実施においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手动操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※7 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m上（原子炉水位低（レベル3）から約0.3m下）となる。
- ※8 原子炉水位（広帯域）により原子炉水位の回復を確認する。残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位は通常運転水位まで回復する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始前は、通常運転水位よりも高く維持する。
- ※9 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※10 残留熱除去系（低圧注水系）で注水後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替える。
- ※11 残留熱除去系の系統加圧ラインの手动弁を閉状態にする。

差異理由は、島根2号炉「第5.1.1-2図「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉は、有効性評価の対象としていないが、他に取れる手段を記載。



第 5.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失

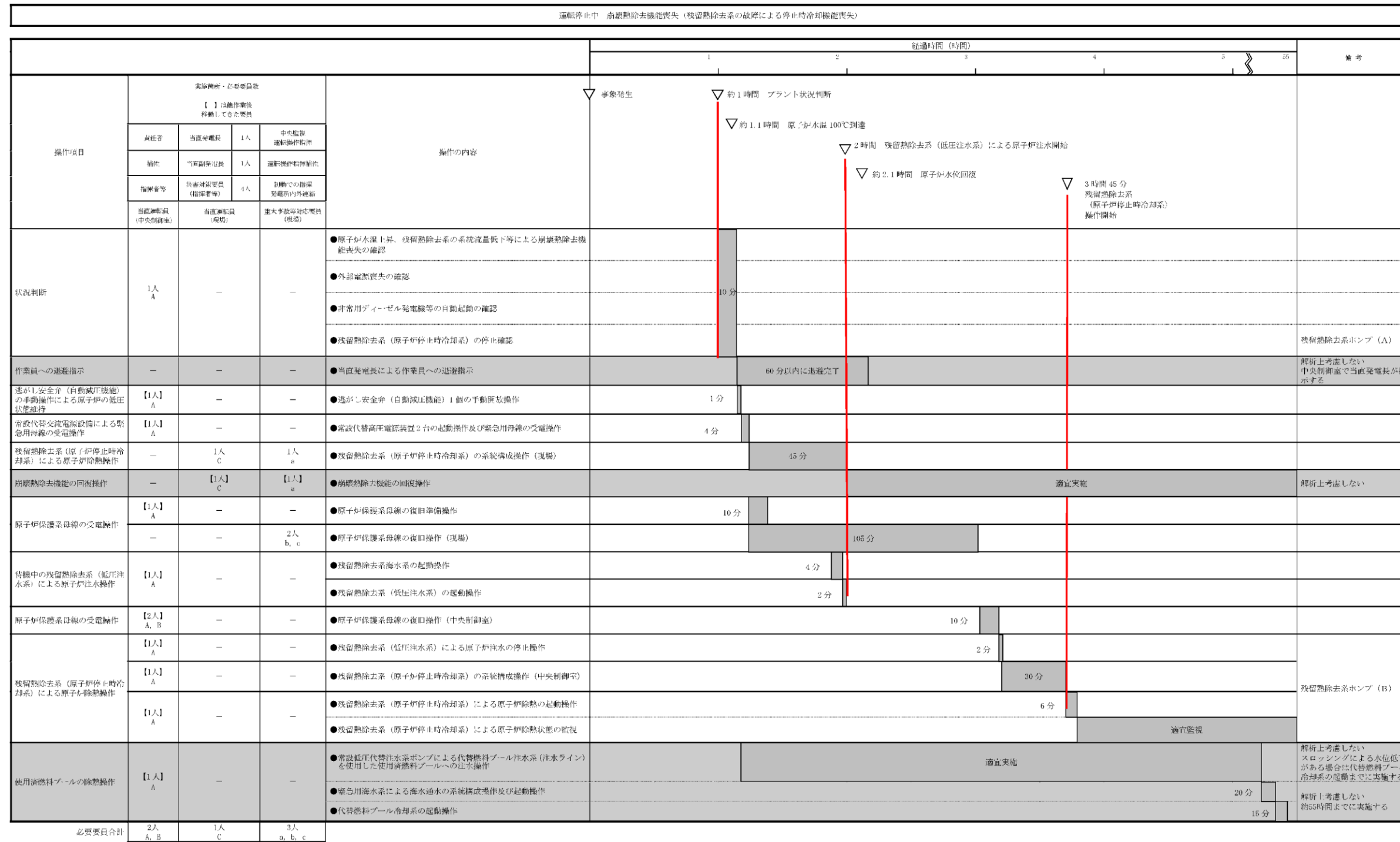
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)										備考		
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		5	5.5
指揮者	6号	当直副長		1人		各号炉運転操作指揮	事象発生 プラント状況確認(残留熱除去系故障認知) 約60分 原子炉冷却材温度100℃到達 2時間 原子炉注水開始													
	7号	当直副長		1人																
通報連絡者	緊急時対策本部要員			5人																
通報連絡者	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)															
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認													
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・非常用ディーゼルの発電機起動確認													
残留熱除去系復旧操作	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系(運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止確認											残留熱除去系ポンプ(A)		
	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系(運転側) 原子炉停止時冷却モード 再起動操作											残留熱除去系ポンプ(A)		
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・速がし安全弁 1個 手動開放操作	5分												
原子炉水位回復作業	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 低圧注水モード 起動/停止操作	通常運転水位まで回復後停止										残留熱除去系ポンプ(C)		
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 原子炉停止時冷却モード 系統構成	90分												残留熱除去系ポンプ(C)
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分												
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁開閉	30分												残留熱除去系ポンプ(C)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	5分												残留熱除去系ポンプ(C)
使用済燃料プール冷却 再開 (詳細上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系 系統構成	30分		適宜実施										燃料プール水温 77℃以下維持 要員を確保して対応する
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分												
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	0人															

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

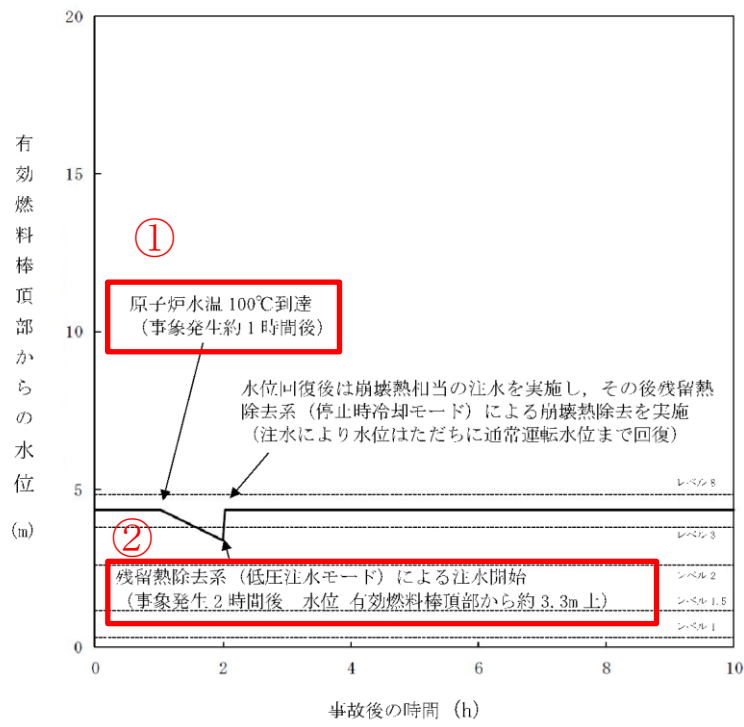
差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第5.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

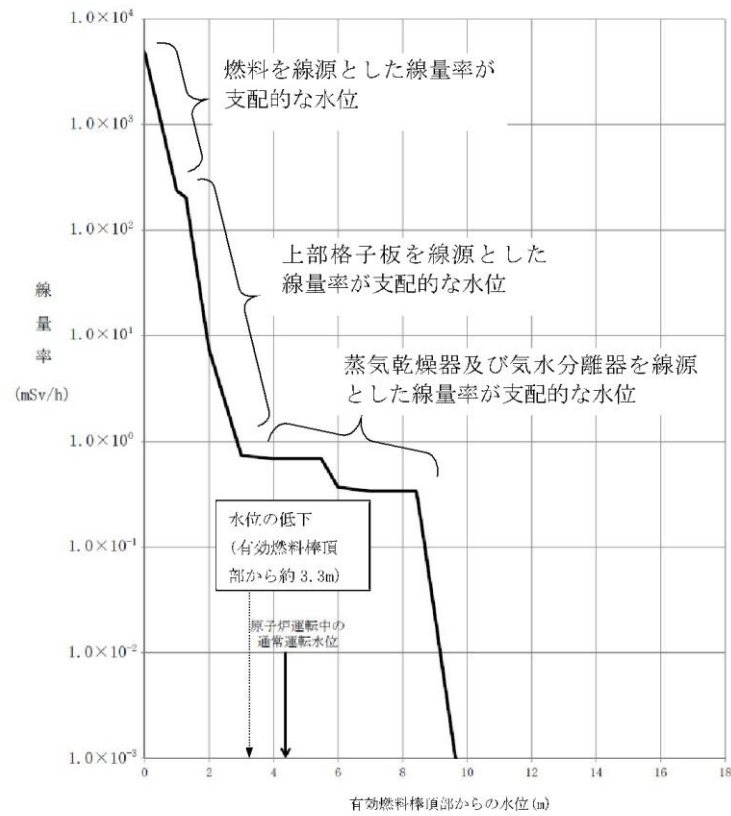
差異理由は、島根 2 号炉「第 5.2.1-3 図「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。



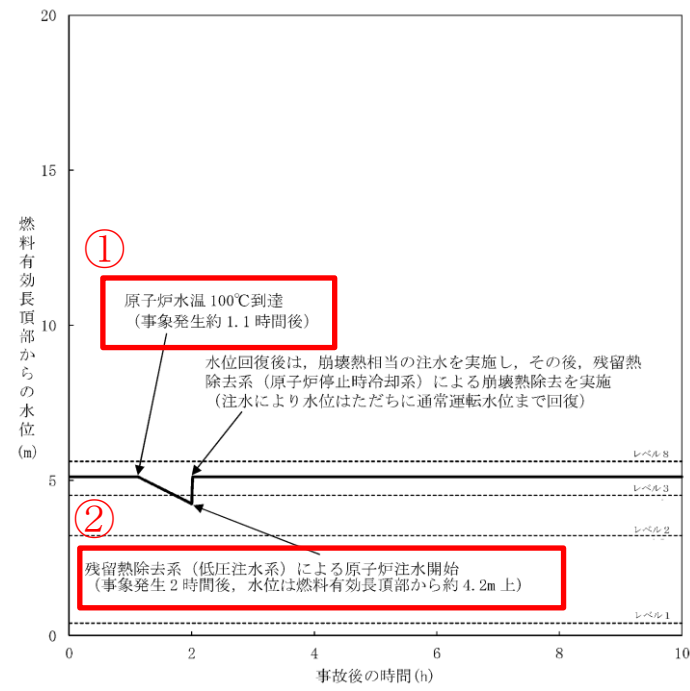
第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



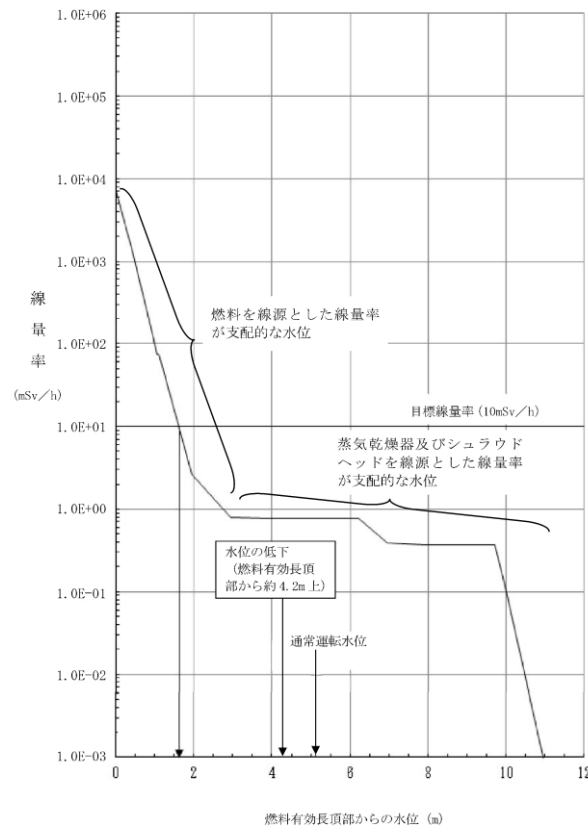
第 5.1.5 図 原子炉水位の移



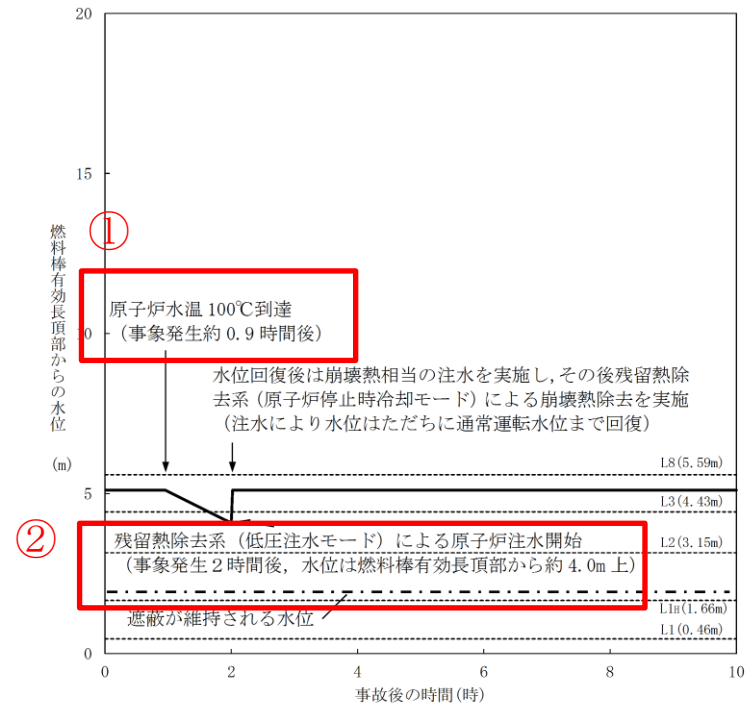
第 5.1.6 図 原子炉水位と線量率



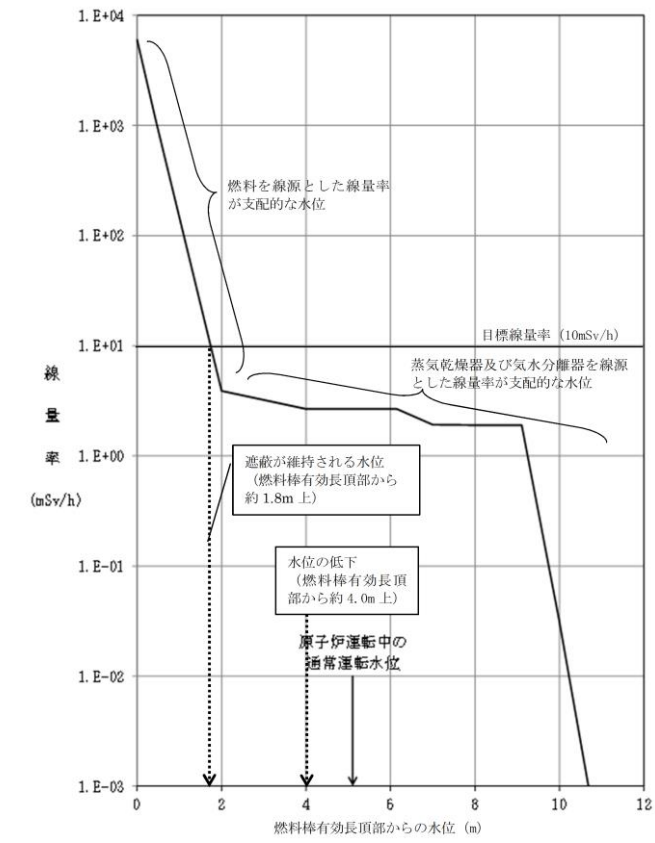
第 5.1-4 図 原子炉水位の推移



第 5.1-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.1.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.1.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①原子炉水温 100℃到達時間の相違。

②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。

・設備設計及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 5.1.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。	逃がし安全弁	-	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系(低圧注水モード)】	-	原子炉水位(SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】	-	原子炉水位(SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

① 【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第 5.1.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	-	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能)1個を開操作する。	逃がし安全弁(自動減圧機能)*	-	原子炉圧力* 原子炉圧力(SA) 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
残留熱除去系(低圧注水系)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水系)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	残留熱除去系(低圧注水系)* サブプレッジョン・チェンバ* 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。	-	原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度*
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水系)運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)* 原子炉低圧状態の維持を停止する。	-	原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度*

② * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.1.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機】* 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】*	-	【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】* 【残留熱除去系熱交換器出口温度】*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)1個を開操作する。	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)*	-	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】* 【残留熱除去系熱交換器出口温度】*
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系(低圧注水モード)】* サブプレッジョン・チェンバ*	-	原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】*
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】* (原子炉停止時冷却モード)	-	原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】* 【残留熱除去系熱交換器出口温度】*

①, ② *：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

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

第 5.1.2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
燃料の崩壊熱	約 22.4MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカート 下端 から +119cm)	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である 52℃ を設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

第 5.1-2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
崩壊熱	約 18.8MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した原子炉停止 1 日後の崩壊熱として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカート 下端 から +125cm)	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) にて冷却されているため、その設計温度である 52℃ を設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の故障を想定
外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	② 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生 1 時間後 (1 時間ごと) の中央制御室の巡回により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止を確認する時間) とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。

※1 原子炉停止から 1 日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 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する燃焼度として設定

第 5.1.2-1 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1 / 2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
燃料の崩壊熱	約 14.0MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に、ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した原子炉停止 1 日後の崩壊熱として設定。また、原子炉停止 1 日後においては、9×9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、原子炉水位低下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
原子炉水位	通常水位 (気水分離器 下端から +83 cm)	原子炉停止 1 日後の水位
原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) にて冷却されているため、その設計温度である 52℃ を設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障を仮定
外部電源	外部電源なし	② 外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

備考

- ・評価条件の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- ① 条件設定は同じだが、島根 2 号炉は柏崎 6/7 と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。
 東海第二は許認可炉心が 13 ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約 1 ヶ月を踏まえて設定。
 また、島根 2 号炉は MOX 燃料を採用していることを踏まえ、9×9 燃料の代表性を示している。
- ② 島根 2 号炉は、事象進展に影響がないことから、資源の観点で厳しいことを理由に簡潔に記載し、東海第二は事象発生時の認知の観点で厳しい想定であることを補足。

第 5.1.2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	954m ³ /h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	<p>低圧注水系の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため, 注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に, さらに余裕を考慮して設定</p>

第 5.1-2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系)	1, 605m ³ / h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	熱交換器 1 基あたり約 4.3MW (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 32℃において)
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	<p>残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため, 注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に, さらに余裕を考慮して設定</p>

第 5.1.2-1 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2 / 2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136 m ³ /h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 9 MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため, 注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に, さらに余裕を考慮して設定</p>

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.1.1]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (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 5.1.1</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p>なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。</p> <p>1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算</p> <p>原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。</p> <p>(1) 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに<u>約1時間</u>である。計算は次の式で行った。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>燃料有効長頂部が露出する水位又は放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p>1. 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は次の式で求める。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約} 1.1\text{h}$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間 (h) h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) =419.10</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱はすべて原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p><u>なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。</u></p> <p>1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算</p> <p>原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。</p> <p>(1) 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約0.95時間</u>である。計算は次の式で行った。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10</p>	<p>・評価方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>h₅₂ : 52°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70 V_c : 保有水の体積[m³] = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24×10⁴</u></p> <p>(2) 有効燃料棒頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約5時間と約3時間である。計算は次の式で行った。 $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$</p> <p>t : 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] t₂ : 100°C到達から有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 V_u : 保有水の体積[m³] (有効燃料棒頂部までの保有水の体積) = <input type="text"/> (放射線の遮蔽が維持される目安の水位までの保有水の体積) = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24×10⁴</u></p> <p>また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに<u>37[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p>	<p>h₅₂ : 52°Cの飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) =217.70 V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) =382 ρ₅₂ : 52°Cの水密度 (kg/m³) =987 Q : 崩壊熱 (kW) =<u>18.8×10³</u></p> <p>2. 燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 崩壊熱(蒸発)によって燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間は次の式で求める。 $t = t_1 + t_2 = \text{約} 6.3\text{h}$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_{u1} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約} 5.2\text{h}$</p> <p>t : 燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h) t₂ : 100°C到達から燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) =2,675.57 V_{u1} : 燃料有効長頂部が露出する水位までの水の体積 (m³) = 156 崩壊熱(蒸発)によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。 $t' = t_1 + t_3 = \text{約} 4.5\text{h}$ $t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_{u2} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約} 3.4\text{h}$</p> <p>t' : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h) t₃ : 100°C到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h) V_{u2} : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m³) = 104</p> <p>なお、崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。</p>	<p>h₅₂ : 52°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70 V_c : 保有水の体積[m³] = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40×10⁴</u></p> <p>(2) 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約6.1時間と約4.3時間である。計算は次の式で行った。 $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$</p> <p>t : 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] t₂ : 100°C到達から燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 V_u : 保有水の体積[m³] (燃料棒有効長頂部までの保有水の体積) = <input type="text"/> (放射線の遮蔽が維持される水位までの保有水の体積) = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40×10⁴</u></p> <p>また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約23[m³/h]である。計算は次の式で行った。</p>	<p>・評価条件の相違 【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> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																
<p>(注水前の蒸発量) = (Q×3600) / (h_s - h₁₀₀) / ρ₁₀₀ ρ₁₀₀ : 100℃の水密度[kg/m³] = 958</p> <p>(3) 必要な注水量 崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時において約32[m³/h]</u>、<u>全交流動力電源喪失時において約33[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p> $f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量[m³/h] ρ_f : 注水(飽和水)の密度[kg/m³] (崩壊熱除去機能喪失時) = 994 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = 988 (水温 50℃) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピ[kJ/kg] (崩壊熱除去機能喪失時) = 146.64 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = 209.34 (水温 50℃) Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24×10⁴</u></p> <p>(4) 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時は0[m³/h]</u>、<u>運転停止中の全交流動力電源喪失時は約22[m³/h]</u>である。</p>	<p>$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約} 32\text{m}^3/\text{h}$ V_h : 蒸発量 (m³/h) ρ₁₀₀ : 100℃の水密度 (kg/m³) = 958</p> <p>3. 必要な注水量 崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。</p> $f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量 (m³/h) ρ_f : 注水(飽和水)の密度 (kg/m³) h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピ (kJ/kg)</p> <p><u>水源がサプレッション・チェンバ(水温:32℃)の場合及び代替淡水貯槽(水温:35℃)の場合の飽和水の密度、飽和水の比エンタルピ及び必要注水流量の評価結果は第1表のとおりである。</u></p> <p>第1表 各水源使用時における必要注水流量の評価結果</p> <table border="1" data-bbox="988 1514 1685 1707"> <thead> <tr> <th>パラメータ</th> <th>水源</th> <th>サプレッション・チェンバ</th> <th>代替淡水貯槽</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>飽和水の密度 (ρ_f) (kg/m³)</td> <td></td> <td>995</td> <td>994</td> </tr> <tr> <td>飽和水の比エンタルピ (h_f) (kJ/kg)</td> <td></td> <td>134.11</td> <td>146.64</td> </tr> <tr> <td>必要注水流量 (f) (m³/h)</td> <td></td> <td>約 26.7</td> <td>約 26.9</td> </tr> </tbody> </table> <p>4. 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、注水された水を100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることを考慮して、</p>	パラメータ	水源	サプレッション・チェンバ	代替淡水貯槽	飽和水の密度 (ρ _f) (kg/m ³)		995	994	飽和水の比エンタルピ (h _f) (kJ/kg)		134.11	146.64	必要注水流量 (f) (m ³ /h)		約 26.7	約 26.9	<p>(注水前の蒸発量) = (Q×3600) / ((h_s - h₁₀₀) × ρ₁₀₀) ρ₁₀₀ : 100℃の水密度[kg/m³] = 958</p> <p>(3) 必要な注水量 崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約21[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p> $f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量[m³/h] ρ_f : 注水(飽和水, 水温 35℃)の密度[kg/m³] = 994 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 h_f : 注水(飽和水, 水温 35℃)の比エンタルピ[kJ/kg] = 146.64 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40×10⁴</u></p> <p>(4) 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、運転停止中の全交流動力電源喪失時ともに0[m³/h]</u>である。注入</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違【柏崎 6/7】 ・評価条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、崩壊熱除去機能喪失時に使用する水源であるサプレッション・プール水温度及び全交流動力電源喪失時に使用する水源である低圧原子炉代替注水槽水温度いずれも 35℃を想定している。 ・評価結果の相違【柏崎 6/7】
パラメータ	水源	サプレッション・チェンバ	代替淡水貯槽																
飽和水の密度 (ρ _f) (kg/m ³)		995	994																
飽和水の比エンタルピ (h _f) (kJ/kg)		134.11	146.64																
必要注水流量 (f) (m ³ /h)		約 26.7	約 26.9																

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>る。注入された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから、計算は次の式で行った。</p> $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水量[m³/h] (崩壊熱除去機能喪失時) = <u>954</u> (残留熱除去系定格流量) (全交流動力電源喪失時) = <u>150</u> (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)</p> <p>S : 注水中の蒸発量[m³/h] (ただし, S ≥ 0) ρ_f : 注水 (飽和水) の密度[kg/m³] (崩壊熱除去機能喪失時) = 994 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = <u>988</u> (水温 50℃) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピー[kJ/kg] = 419.10 h_f : 注水 (飽和水) の比エンタルピー[kJ/kg] (崩壊熱除去機能喪失時) = 146.64 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = <u>209.34</u> (水温 50℃) Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24 × 10⁴</u></p> <p>2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価) (1) <u>主蒸気逃がし安全弁(SRV)</u>の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等</p> <p>5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の SRV による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため、原子炉圧力上昇による</p>	<p>次の式で求める。</p> $Q \times 3,600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3,600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水流量 (m³/h)</p> <p>S : 注水中の蒸発量 (m³/h) (ただし, S ≥ 0)</p>	<p>された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから、計算は次の式で行った。</p> $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水量[m³/h] (崩壊熱除去機能喪失時) = <u>1,136</u> (残留熱除去系定格流量) (全交流動力電源喪失時) = <u>200</u> (低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定)</p> <p>S : 注水中の蒸発量[m³/h] (ただし, S ≥ 0) ρ_f : 注水 (飽和水, 水温 35℃) の密度[kg/m³] = 994 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピー[kJ/kg] = 419.10 h_f : 注水 (飽和水, 水温 35℃) の比エンタルピー[kJ/kg] = 146.64 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40 × 10⁴</u></p> <p>2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価) (1) <u>逃がし安全弁(SRV)</u>の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等</p> <p>5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の<u>逃がし安全弁(SRV)</u>による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となる</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7・東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価方針の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。</p> <p>閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.51MPa[gage])に到達する時間等を求めた。</p> $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ <p>※初期状態の各変数は[0], SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す</p> <p>M_s, M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C):</p> $M_{s0} = \text{約 } \square \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \square \text{ kg}$ <p>M_{all} : 原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg]</p> $= \text{約 } \square \text{ kg}$ <p>ρ_s, ρ_l : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m³]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $\rho_{s0} = 0.09121 \text{ kg/m}^3$, $\rho_{l0} = 987 \text{ kg/m}^3$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温 291.6°C):</p> $\rho_{s1} = 40 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728.9 \text{ kg/m}^3$ <p>V_s, V_l : 気相部の体積, 液相部の体積[m³]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C):</p> $V_{s0} = \text{約 } \square \text{ m}^3, V_{l0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$ <p>V_{all} : 原子炉圧力容器の体積[m³] = 約 $\square \text{ m}^3$</p> <p>h_s, h_l : 飽和蒸気, 水のエンタルピー[kJ/kg]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C):</p> $h_{s0} = \text{約 } 2594.8 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = \text{約 } 217.7 \text{ kJ/kg}$ <p>SRV 作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温 291.6°C):</p> $h_{s1} = \text{約 } 2764.3 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = \text{約 } 1298.2 \text{ kJ/kg}$ <p>Q : 崩壊熱量[kJ/s] = 約 $2.24 \times 10^4 \text{ kJ/s}$ (原子炉停止 1 日後)</p> <p>Δt : 事象発生後の時間[s]</p> <p>上記式より</p>		<p>ため、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。</p> <p>閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.58MPa[gage])に到達する時間等を求めた。</p> $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ <p>※初期状態の各変数は[0], SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す</p> <p>M_s, M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C):</p> $M_{s0} = \text{約 } \square \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \square \text{ kg}$ <p>M_{all} : 原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] = 約 $\square \text{ kg}$</p> <p>ρ_s, ρ_l : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m³]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C):</p> $\rho_{s0} = 0.0912 \text{ kg/m}^3, \rho_{l0} = 987 \text{ kg/m}^3$ <p>SRV 作動圧力到達時(7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C): $\rho_{s1} = 40.4 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728 \text{ kg/m}^3$</p> <p>$V_s, V_l$: 気相部の体積, 液相部の体積[m³]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C):</p> $V_{s0} = \text{約 } \square \text{ m}^3, V_{l0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$ <p>V_{all} : 原子炉圧力容器内の体積[m³] = 約 $\square \text{ m}^3$</p> <p>h_s, h_l : 飽和蒸気, 水のエンタルピー[kJ/kg]</p> <p>初期(大気圧, 原子炉水温 52°C):</p> $h_{s0} = 2594.84 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = 217.70 \text{ kJ/kg}$ <p>SRV 作動圧力到達時(7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C):</p> $h_{s1} = 2763.55 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = 1300.63 \text{ kJ/kg}$ <p>Q : 崩壊熱量[kJ/s] = $1.40 \times 10^4 \text{ kJ/s}$ (原子炉停止 1 日後)</p> <p>Δt : 事象発生後の時間[s]</p> <p>上記式より</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>291.6℃</u>) の液相部の水量[kg] $M_{11} = \text{約 } 4.04 \times 10^5 \text{ kg}$</p> <p>SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>291.6℃</u>) の液相部の体積[m³] $V_{11} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3$</p> <p>事象発生後の時間[s] $\Delta t = \text{約 } 1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5 \text{ 時間以上}$</p> <p>となり、事象発生約 5 時間後までに約 3t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 140 m³ 増加し、原子炉水位は有効燃料棒頂部より約 8m 上(通常運転水位より約 4m 高い位置)となる。SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>) においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、<u>有効燃料棒頂部より約 6m 上</u> (通常運転水位より約 2m 高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した後も、<u>主蒸気逃がし安全弁</u>の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (5 時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、原子炉停止 12 時間後を想定した際、上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると、SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>) までの時間は <u>3 時間以上</u>となる。</p>		<p>S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>292℃</u>) の液相部の水量[kg] $M_{11} = \text{約 } 2.364 \times 10^5 \text{ kg}$</p> <p>S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>292℃</u>) の液相部の体積[m³] $V_{11} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3$</p> <p>事象発生後の時間[s] $\Delta t = \text{約 } 1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5 \text{ 時間以上}$</p> <p>となり、事象発生約 5 時間後までに約 2.5t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 82.8m³ 増加し、原子炉水位は燃料棒有効長頂部より約 8.69m 上 (通常運転水位より約 3.59m 高い位置)となる。S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>) においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、<u>燃料棒有効長頂部より約 6.61m 上</u> (通常運転水位より約 1.51m 高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した場合も、<u>逃がし安全弁</u>の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (5 時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、原子炉停止 12 時間後を想定した際、上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると、S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>) までの時間は <u>4 時間以上</u>となる。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し、重要事故シーケンスを選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。</p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、「<u>実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド</u>」の対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態 (POS) の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POS については選定</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に、PRAから抽出された事故シーケンスグループから、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下「<u>審査ガイド</u>」)という。)に示された着眼点を考慮して選定している。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、<u>審査ガイド</u>に示された着眼点から、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系の故障 (RHR 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では、<u>本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。</u></p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、<u>審査ガイド</u>の主要解析条件及び対策例を参照し、待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 及び <u>残留熱除去系 (低圧注水系)</u> によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し、燃料損傷防止が可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態の選定 有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては、重</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループから「<u>実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド</u>」(以下「<u>ガイド</u>」)という。)に示された着眼点を考慮し、<u>重要事故シーケンス</u>を選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失</u>」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、すべての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失</u>」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。</p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、<u>ガイド</u>の対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態 (POS) の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POS については選</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。</p> <p>崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定する上では崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり、次に「A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」、その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、 「A」、 「C PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態」、 「D 起動準備状態」が厳しい。</p> <p>次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。</p> <p>このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。</p>	<p>要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが、プラント状態については、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては、代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため、POSを選定する上では、事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い、すなわち崩壊熱が高く、保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を第1表に示す。崩壊熱が最も高いPOSはPOS-Sであり、次にPOS-A、その次がPOS-Bという順となる。また、保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS-S、POS-A、POS-C及びPOS-Dが厳しい。</p> <p>次に、崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の事故時における使用可否について考えると、POS-S及びPOS-D、すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS-S及びPOS-D以外のPOSである、POS-A～POS-Cが厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。</p> <p>このため、本評価では、POS-Sの次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS-S、POS-D以外のPOSとして、POS-Aを選定している。</p> <p>なお、POS-Aは「PCV/RPV開放への移行状態」と定義される状態であり、原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが、本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、遮蔽維持水位到達までの時間余</p>	<p>定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定するうえでは崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期事業者検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり、次に「A 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」、その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、 「A」、 「C 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態」、 「D 起動準備状態」が厳しい。</p> <p>次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器閉鎖時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから残留熱除去系（低圧注水モード）が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。</p> <p>このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。</p> <p>なお本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間余裕の観点か</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>※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すに、POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価で確認している、待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては、復水補給水系による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。</p>	<p>裕の観点から厳しい、原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。</p> <p>※ 一例として後述する「添付資料5.1.7 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり、POS-S及びPOS-Dにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価では、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水の有効性を確認しているが、別の燃料損傷防止対策として、<u>低圧代替注水系（常設）及び待機中の非常用炉心冷却設備</u>による原子炉注水が考えられる。ただし、<u>低圧代替注水系（常設）</u>については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS-Aでの有効性を確認している。</p> <p>また、<u>待機中の非常用炉心冷却設備については、非常用炉心冷却設備に比べて注水流量が少ない低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。</u></p> <p>なお、<u>本評価においては、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失時は待機側の残留熱除去系により原子炉除熱を行うこととしているが、施設定期検査中は待機中の残留熱除去系が点検により待機除外となる場合がある。この際に運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が機能喪失すると、原子炉除熱手段が確保できないため原子炉建屋内が蒸気雰囲気となり、原子炉建屋内に設置されている緩和設備に悪影響を与えることが考えられる。この場合においても、原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放等により原子炉建屋内の環境悪化を抑制することが可能である。なお、蒸気に含まれる放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。また、原子炉建屋内の環境が悪化した場合においてもその影響を受けない重大事故等対策である、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する</u></p>	<p>ら厳しい、原子炉圧力容器閉鎖状態を評価条件とした。</p> <p>※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり、POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。一方、POS「A」～「C」のうち原子炉圧力容器が開放状態である場合には、原子炉圧力が上昇しないため原子炉隔離時冷却系が使用できなくなる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価では、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水の有効性を確認しているが、別の燃料損傷防止対策として、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、待機中の非常用炉心冷却設備であるHPCS、LPCS及びLPCI（C-RHR）について、PRAの評価上は、期待していない設備であることから、記載していない。</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉建物内への影響について、添付資料 5.1.5 に記載をしている。</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
	<u>ことで、燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽を維持することができる。</u>		

プラントの状態 (POS : ()内は日数)	原子炉冷温 停止への移 行状態				原子炉ウエル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態				起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)				
崩壊熱の大きさ	高	中	低										
PRA上考慮が必要なイ ベント		全燃料取出 後 MUWG全台停止	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
非常用交流電源母線	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位
評価する除熱対象	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉
崩壊熱除去	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A
補給 水注 水	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A
FP	FPCZ台	HPCF-B	HPCF-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A

■ 崩壊熱除去に用いている設備
□ 機能を期待出来る設備

図1 停止時レベルIPRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程

POS : ()内は日数	原子炉冷温 停止への移 行状態				原子炉ウエル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態				起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)				
崩壊熱の大きさ	高	中	低										
PRA上考慮が必要なイ ベント		全燃料取出 後 MUWG全台停止	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
非常用交流電源母線	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位
評価する除熱対象	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉
崩壊熱除去	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A
補給 水注 水	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A
FP	FPCZ台	HPCF-B	HPCF-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A

■ 崩壊熱除去に用いている設備
□ 機能を期待出来る設備

第1図 停止時レベルIPRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程

項目	原子炉冷温 停止への移 行状態				原子炉ウエル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態				起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)				
崩壊熱の大きさ	高	中	低										
PRA上考慮が必要なイ ベント		全燃料取出 後 MUWG全台停止	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	全燃料取出 後 MUWG全台停止 RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
非常用交流電源母線	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位	通常水位
評価する除熱対象	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉	原子炉
崩壊熱除去	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A	RHR-B	RHR-C	RHR-A
補給 水注 水	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A	CUW-B	CUW-A
FP	FPCZ台	HPCF-B	HPCF-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	MUWC-A

図1 停止時レベルIPRAにおけるPOSの分類及び定期事業者検査工程

備考
・実績の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは定期検査期間から見ると保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ <u>10時間程度前</u>、<u>2時間程度前</u>となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。</p> <p>仮に、原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、<u>有効燃料棒頂部到達まで約3.7時間</u>となる。原子炉停止から1日(24時間)後の原子炉注水までの時間余裕が<u>約5.4時間</u>であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱の設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日(24時間)後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に、<u>施設</u>定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは、<u>全制御棒全挿入</u>からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は<u>原子炉スクラム</u>のような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、<u>燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後、「全交流動力電源喪失」における原子炉注水開始準備が完了するのは事象発生</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に定期事業者検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは定期事業者検査期間から見ると保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ <u>8時間程度前</u>、<u>5時間程度前</u>となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。</p> <p>仮に、<u>原子炉水温が100℃</u>かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、<u>燃料棒有効長頂部到達まで約4.2時間</u>となる。原子炉停止から1日(24時間)後の原子炉注水までの時間余裕が<u>約6.1時間</u>であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、<u>本重要事故シーケンス</u>における「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>水開始までの対応は約2時間であることから十分対応可能な範囲である。</p> <p>また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日(24時間)後の場合では約3.4時間に対して、12時間後の場合では約2.0時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である (添付資料5.1.6)。</p> <p>この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>から25分後であるため、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>また、遮蔽維持水位到達までの時間余裕は、約2.8時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。 (添付資料5.1.7)</p> <p>このように、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし更に燃焼度を保守的に見積もっていること、及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p>	<p>象発生から原子炉注水開始までの対応は2時間であることから十分対応可能な範囲である。</p> <p>また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日(24時間)後の場合では約4.3時間に対して、12時間後の場合では約2.7時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である。 (添付資料5.1.6)。</p> <p>この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・評価結果の相違 【東海第二】 「全交流動力電源喪失」において、島根2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始するが、東海第二は原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系(常設)の準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近に維持。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 条件設定は同じだが、島根2号炉は平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に10%の保守性を考慮して設定。 東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約1ヶ月を踏まえて設定。</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 style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止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>【安定停止状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 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>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能である。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、<u>原子炉安定停止状態</u>が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系（低圧注水モード）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により<u>原子炉安定停止状態</u>を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について</p> <p>運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目*に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。</p> <p>※<審査ガイドの評価項目></p> <p>(a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること(ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ<u>僅かな</u>出力上昇を伴う臨界は除く。)</p> <p>この際、格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、<u>代替原子炉補機冷却系</u>又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。</p> <p>1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響</p> <p>プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から<u>代替原子炉補機冷却系等</u>による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約20時間後までである。</p> <p>ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後1時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が<u>炉心損傷前ベントの基準となる0.31MPa[gage]</u>に到達する時間は約32時間であり、<u>代替原子炉補機冷却系</u>による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕</p>	<p style="text-align: center;">資料なし</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について</p> <p>運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目*に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。</p> <p>※<審査ガイドの評価項目></p> <p>(a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること(ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ<u>わずかな</u>出力上昇を伴う臨界は除く。)</p> <p>この際、格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、<u>原子炉補機代替冷却系</u>又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。</p> <p>1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の原子炉格納容器の影響</p> <p>プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から<u>原子炉補機代替冷却系等</u>による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約10時間後までである。</p> <p>ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後0.9時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が<u>384kPa[gage]</u>に到達する時間は約47時間であり、<u>原子炉補機代替冷却系</u>による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉 (Mark-I)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>は十分確保される。</p> <p>また、仮に代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが、追加放出においては、既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため、格納容器内の放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。</p> <p>なお、原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ格納容器開放状態で、全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが、これらについても考察する。</p> <p>パーソナルエアロック等の開放により格納容器が開放されている場合、パーソナルエアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。</p> <p>原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が格納容器を経由して原子炉建屋内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建屋壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建屋内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、代替原子炉補機冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり、かつ、時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。</p> <p>原子炉圧力容器を開放している場合は、原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され、原子炉建屋壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。</p> <p><参考></p> <p>運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をMAAPコードにより求めた。解析条件は表1、解析結果は表2及び表3となる。格納容器スプレイに期待するケース及び期待しないケースの2ケースの評価を実施し、その結果、期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約32時間となった。</p>		<p>また、仮に原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが、追加放出においては、既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため、格納容器内の放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。</p> <p>なお、原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ原子炉格納容器開放状態で、全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが、これらについても考察する。</p> <p>所員用エアロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合、所員用エアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。</p> <p>原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を経由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建物壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり、かつ、時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。</p> <p>原子炉圧力容器を開放している場合は、原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され、原子炉建物壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。</p> <p><参考></p> <p>運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をMAAPコードにより求めた。解析条件は表1、解析結果は表2及び表3となる。格納容器代替スプレイに期待するケース及び期待しないケースの2ケースの評価を実施し、その結果、格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約47時間となった。</p>	<p>改)と柏崎6/7(ABWR)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p>

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約55℃ (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度 52℃を包絡する値) *
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サブプレッション・チェンバのプール水温: 約35℃ 気相部: 約67℃ (通常運転時の温度57℃を包絡する値) *
	原子炉格納容器内の初期圧力	大気圧相当
事象進展	復水貯蔵槽の水温	50℃
	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生145分後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁による減圧 ・低圧代替注水系 (常設) による注水開始
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	125m ³ /h (設計値1台)
	格納容器スプレイ	実施に期待しない, 又は復水移送ポンプ1台による D/W スプレイ実施 (100m ³ /h)
	ベントタイミング	格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達, 又はサブプレッション・チェンバ・プール水位上限到達

※: 有効性評価で想定する原子炉停止1日後の状態をMAAPにて評価するため, 詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等より保守的な値となるようにした。

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件	
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後	
	原子炉圧力容器の想定	未開放	
	原子炉初期水温	約51℃ (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度52℃とほぼ同値) *	
	原子炉の初期圧力	大気圧相当	
	原子炉格納容器の想定	未開放	
	原子炉格納容器内の初期温度	サブプレッション・プール水温: 約35℃ 気相部: 約64℃ (通常運転時の温度57℃を包絡する値) *	
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧相当	
	低圧原子炉代替注水槽の水温	35℃	
	事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
		事象発生2時間後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による減圧 ・低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水開始
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水		200m ³ /h	
格納容器代替スプレイ		実施に期待しない, 又は格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による D/W スプレイ実施 (120m ³ /h)	
ベントタイミング		格納容器圧力384kPa [gage] 到達, 又はサブプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達	

※: 有効性評価で想定する原子炉停止1日後の状態をMAAPにて評価するため, 詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等と同等な値となるようにした。

・評価条件の相違
【柏崎 6/7】

表 2 解析結果 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待するケース	事象発生後 約46時間	サブプレッション・チェンバ・プール 水位上限到達
格納容器スプレイに期待しないケース	事象発生後 約32時間	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達

表 3 解析結果 (格納容器圧力及び温度※)

分類	事象発生 20 時間後		ベントタイミング時	
	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)
格納容器スプレイに期待するケース	0.07	94	0.19 (事象発生 約 46 時間後)	127 (事象発生 約 46 時間後)
格納容器スプレイに期待しないケース	0.08	103	0.31 (事象発生 約 32 時間後)	144 (事象発生 約 32 時間後)

※格納容器圧力及び温度はドライウエルより値が大きいサブプレッション・チェンバの結果を記載

以上

表 2 解析結果 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	ベントタイミング	備考
格納容器代替スプレイに期待するケース	事象発生後 約60時間	サブプレッション・プール水位通常水位+約 1.3m到達
格納容器代替スプレイに期待しないケース	事象発生後 約47時間	格納容器圧力 384kPa[gage]到達

表 3 解析結果 (格納容器圧力及び温度※)

分類	事象発生10時間後		ベントタイミング時	
	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (°C)	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (°C)
格納容器代替スプレイに期待するケース	S/C : 約22	D/W : 約74	S/C : 約351 (事象発生 約60時間後)	S/C : 約149 (事象発生 約60時間後)
格納容器代替スプレイに期待しないケース	S/C : 約22	D/W : 約74	S/C : 約384 (事象発生 約47時間後)	S/C : 約150 (事象発生 約47時間後)

※：格納容器圧力及び温度はドライウエルとサブプレッション・チェンバのうち、より値が大きい側の結果を記載

以上

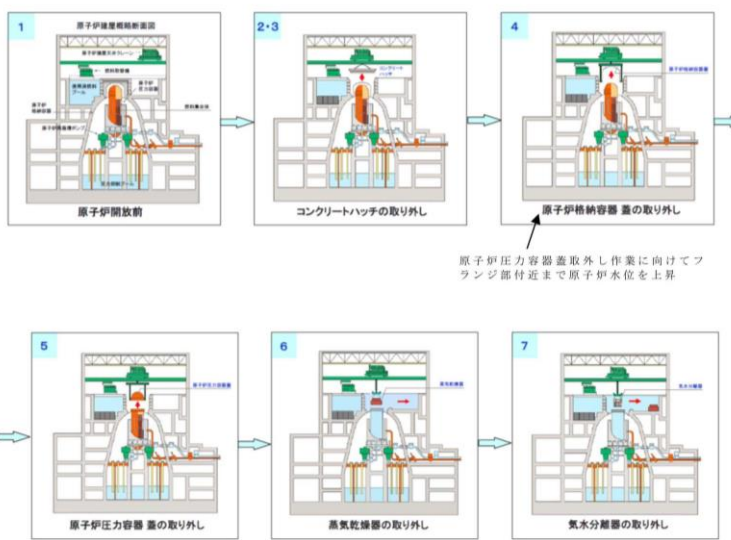
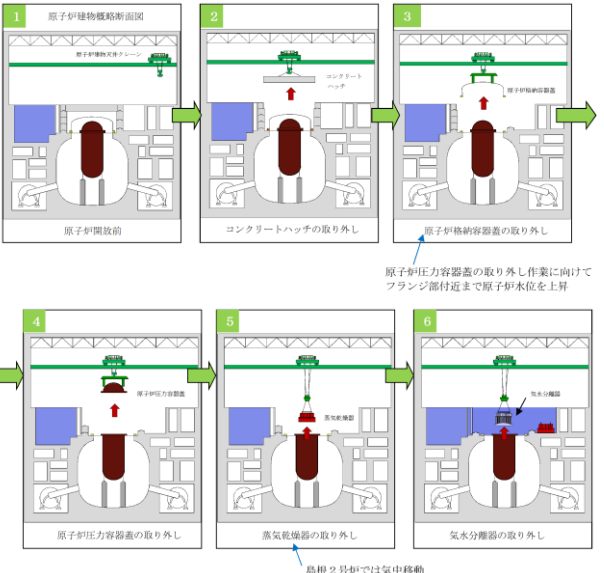
・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.1.6]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (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 5.1.6</p> <p>原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、<u>事故時の作業員の退避も考慮すると、退避までの間、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h[*]）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。</u></p> <p><u>なお、事故対応に関わる操作は、原子炉建屋オペレーティングフロアの様</u>に現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため、<u>作業員の現場退避を評価の代表とした。</u></p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>10mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある <u>10mSv/h</u> とした。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.7</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv/h[*]）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。</p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間及び作業員の退避は2.2時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>22mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必ず必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノ</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p>運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h[*]）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。</p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>20mSv</u> となるため、緊急作業時の被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある <u>10mSv/h</u> とした。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</u></p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、現場作業員の退避時間の他、可搬型スプレイノ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の1, 2, 3及び4)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して, 復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後, 復水器真空破壊を経て, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の5)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.3m 程度)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (図1中の6)</p> <p>水位を徐々に上昇させながら, 蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器 (D/S) ピットへと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (図1中の7)</p> <p>気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器 (D/S) ピットへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停止後の冷却時間が長</p>	<p>ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は, 施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上 (通常水位から約 3.5m 下) の位置である。</p> <p>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 格納容器蓋取り外し (第1図中の1, 2・3, 4)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) で除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による除熱開始後, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び格納容器蓋取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (第1図中の5)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取り外しを行う (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約 0.5m 下)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (第1図中の6)</p> <p>水位を上昇させながら, 蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (第1図中の7)</p> <p>気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては, 原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停</p>	<p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は, 定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上 (通常水位から約 3.3m 下) の位置である。</p> <p>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の1, 2, 3)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) で除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して, 復水器によって除熱される。残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による除熱を開始した後, 復水器真空破壊を経て, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の4)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.5m 程度)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (図1中の5)</p> <p>水位を徐々に上昇させながら, 蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器ピット (以下「DSP」という。) へと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (図1中の6)</p> <p>気水分離器をDSPへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停止後の冷却時間が長</p>	<p>ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定している。</p> <p>・評価結果の相違【東海第二】</p> <p>・運用の相違【柏崎6/7】</p>

<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)</p>	<p>東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p>	<p>備考</p>
<p>く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。</p> <p>(添付資料 5. 1. 2)</p>  <p>図 1 原子炉压力容器開放作業の流れ</p> <p>※ http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 公開されている沸騰水型原子炉の開放作業の流れとして「福島第二原子力発電所 1号炉 原子炉開放作業の完了について」より参照</p>	<p>止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。</p> <p>(添付資料 5. 1. 2)</p> <p><参考>原子炉開放の流れ*</p>  <p>第 1 図 原子炉压力容器開放作業の流れ</p> <p>※ http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが氣中移動</p>	<p>く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。</p> <p>(添付資料 5. 1. 2)</p>  <p>図 1 原子炉压力容器開放作業の流れ</p>	

2. 原子炉圧力容器等構造物

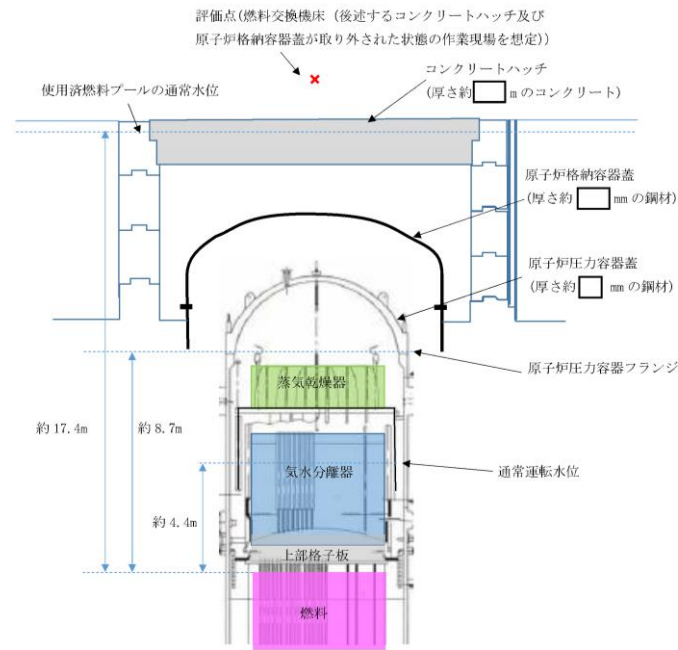


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前 (図1中の1)

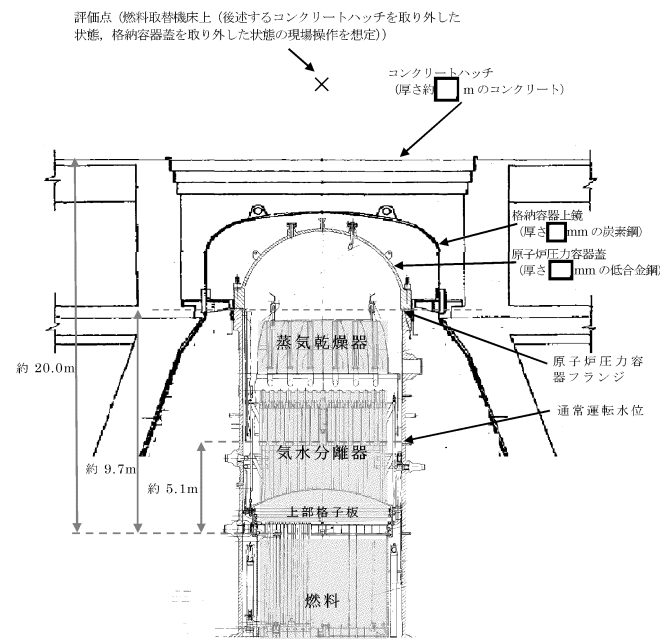
原子炉運転中、原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋オペレーティングフロアでの線量率は十分小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2} 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。

(参考：放射線施設の遮蔽計算実務(放射線)データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター)

2. 格納容器等構造物

原子炉圧力容器等構造物の概要について第2図に示す。



第2図 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業開始前 (第1図中の1)

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉圧力容器蓋が未開放状態であり、蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟6階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2の状態に包含される*。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 $8.2E-02$ 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1E-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人 原子力安全技術センター)

2. 原子炉圧力容器等構造物

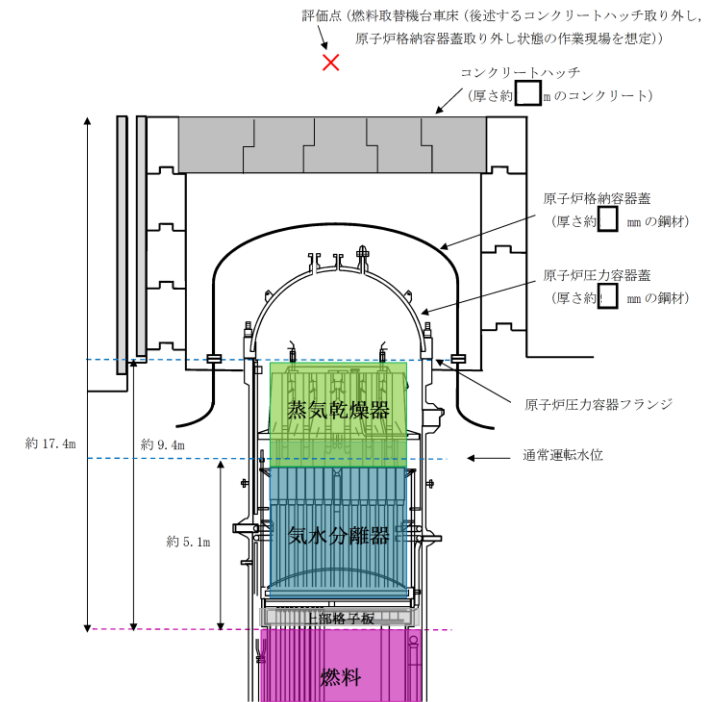


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前 (図1中の1)

原子炉運転中、原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また、蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟4階での線量率は十分小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2} 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。

(参考：放射線施設の遮蔽計算実務(放射線)データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の2,3,及び4)</u> コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は, これらの遮蔽効果には期待できなくなるが, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため, <u>定検毎に</u>高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。</p> <p>この状態で<u>原子炉建屋オペレーティングフロアにて</u>原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。</p> <p>② <u>原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の5)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 <u>0.3m</u> 程度まで原子炉の水位を上昇させた後, 開放作業を実施する。この際, 原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, 原子炉の保有水量が多くなるため, 100℃に至るまでの時間はさらに長くなる (<u>約1.4時間</u>)。</p> <p>仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, その遮蔽に期待できる。</p> <p>また, 原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下 (フランジ付近から<u>約1.5m</u>低下) を仮定した場合も, 原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係 (<u>5.3 原子炉冷却材の流出 第5.3.6 図</u>) に包絡できることから, 必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを超えることはない。</p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと, <u>約1.5m</u>の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから,</p>	<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し (第1図中の2・3, 4)</u> コンクリートハッチ, <u>格納容器蓋の開放後は</u>, これらの遮蔽効果には期待できなくなり, <u>期待できる遮蔽効果は</u>, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器, <u>気水分離器となる。</u></p> <p>この状態における<u>通常運転水位時が①-1 及び後述する②, ③を包含する最も厳しい状態であるため</u>, この状態を線量率の評価対象とする。</p> <p>②<u>原子炉圧力容器蓋取外し (第1図中の5)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ約 <u>0.5m</u> 下まで原子炉水位を上昇させた後, <u>原子炉圧力容器蓋開放作業を実施する</u>。この際, 原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, 保有水量が多くなるため, <u>沸騰開始までの時間余裕は①-2 に比べて長くなる (約1.4時間程度)</u>。このため, <u>この状態における放射線の遮蔽の評価は</u>, 上記の①-2 の評価に包絡される。</p> <p>なお, <u>原子炉圧力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも</u>, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, <u>原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる</u>。</p> <p>また, 原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も, <u>原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があることから</u>, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する<u>原子炉容器蓋開放時における</u>原子炉水位と線量率の関係 (<u>添付資料5.3.1</u>) に包絡できる。</p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については, <u>線源強度が大きくないこと, 原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であるこ</u></p>	<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の2, 3)</u> コンクリートハッチ<u>及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は</u>, これらの遮蔽効果には期待できなくなるが, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため, <u>定期事業者検査ごと</u>に高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。</p> <p>この状態で<u>原子炉建物原子炉棟4階にて</u>原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため, <u>コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。</u></p> <p>② <u>原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の4)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 <u>0.5m</u> 程度まで原子炉の水位を上昇させた後, 開放作業を実施する。この際, 原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, <u>原子炉の保有水量が多くなるため, 100℃に至るまでの時間はさらに長くなる (約1.2時間程度)</u>。</p> <p>仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, <u>その遮蔽に期待できる</u>。</p> <p>また, 原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下 (フランジ付近から<u>約1.1m</u>低下) を仮定した場合も, <u>原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること</u>, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係 (<u>5.3 原子炉冷却材の流出 第5.3.2-2 図</u>) に包絡できることから, <u>必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを超えることはない。</u></p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと, <u>約1.1m</u>の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備である</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【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】 「全交流動力電源喪失」において, 島根2号炉は, 原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2での評価に包絡）。</p> <p>③ 蒸気乾燥器取り外し（図1中の6）及び④水分離器取り外し（図1中の7）</p> <p>蒸気乾燥器の取り出しに併せ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2、3・4）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>なお、評価点は燃料交換機床※とした。</p> <p>※原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋オペレーティングフロア等の現場作業は不要であるため、作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料交換機床（原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近）を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが、これらの作業は停止直後に実施しないこと、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること、原子炉建屋オペレーティングフロアと同様に</p>	<p>とから、これらの設備からの放射線影響はほとんどない。</p> <p>以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）及び④気水分離器取外し（第1図中の7）</p> <p>蒸気乾燥器の取出しに合わせ、原子炉水位を上昇させていく状態であり、②の状態から更に保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2の評価に包絡される。</p> <p>以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し及び格納容器蓋取外し（第1図中の2・3、4）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.3「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード（Ver1.04）を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>評価点は燃料取替機床上※とした。</p> <p>※ 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必ず必要な作業としていないため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。</p>	<p>ことから、これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。（上記の①-2での評価に包絡）。</p> <p>③ 蒸気乾燥器取り外し（図1中の5）及び④気水分離器取り外し（図1中の6）</p> <p>蒸気乾燥器の取り外しに併せ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下までに十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2、3）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にQAD-CGGP2Rコードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>なお、評価点は燃料取替機台車床※とした。</p> <p>※ 原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料取替機台車床を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること、原子炉建物原子炉棟4階と同様に事故時に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違【柏崎6/7・東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故後に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。</p> <p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, 気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 円柱線源 (炉心の全てに燃料がある状態) ○ 燃料有効長 (mm): <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー: 評価に使用するガンマ線は, <u>エネルギー 18 群 (ORIGEN 群構造)</u> ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度 <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度は, 以下の条件で <u>ORIGEN2 コードを使用して算出</u> <p>線源強度 (γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: <u>1264 日 (燃焼度 33Gwd/t 相当の値)</u> ・燃料組成: STEP III 9×9A 型 (低 Gd) ・濃縮度: <input type="text"/> (wt%) ・U 重量: 燃料一体あたり <input type="text"/> (kg) ・停止後の期間*: 停止後 12 時間 (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値を設定) 	<p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 炉心の全てに燃料がある状態 ○ 燃料有効長: 約 3.7m ○ γ線エネルギー: 計算に使用するγ線は, エネルギー 5 群 ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度 <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度: 文献値*¹に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に, 9×9燃料 (A型) の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p>線源強度 (γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: 10⁶時間 ・原子炉停止後の期間: 停止 12 時間^{※2} (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値) ・燃料集合体あたりの熱出力: 4.31MW/体 (9×9燃料 (A型)) ・燃料集合体体積: 約 7.2E+04cm³ (9×9燃料 (A型)) <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New</p>	<p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, 気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 円柱線源 (炉心のすべてに燃料がある状態) ○ 燃料棒有効長 (mm): <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー: 評価に使用するガンマ線は, <u>エネルギー 5 群</u> ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度: <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度: 文献値*¹に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に, 9×9燃料 (A型) の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p>線源強度 (cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>島根 2号炉の実績を包絡した条件で評価されており、島根 2号炉に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: 10⁶時間 (無限照射) ・原子炉停止後の期間^{※2}: 停止後 12 時間 (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値) ・燃料集合体あたりの熱出力: <u>4.35MW/体</u> (9×9燃料 (A型)) ・燃料集合体体積: <u>約 7.1×10⁴cm³</u> (9×9燃料 (A型)) <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、燃料照射実績を包絡する値として、文献値 (無限照射) を用いている。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】</p>

※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

York, London, 1962”

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

線量率評価モデルを図3に示す。また、評価により求めた線源強度を表1に示す。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第3図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を表1に示す。

○評価モデル：円柱線源

線量率評価モデルを図3に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を表1に示す。

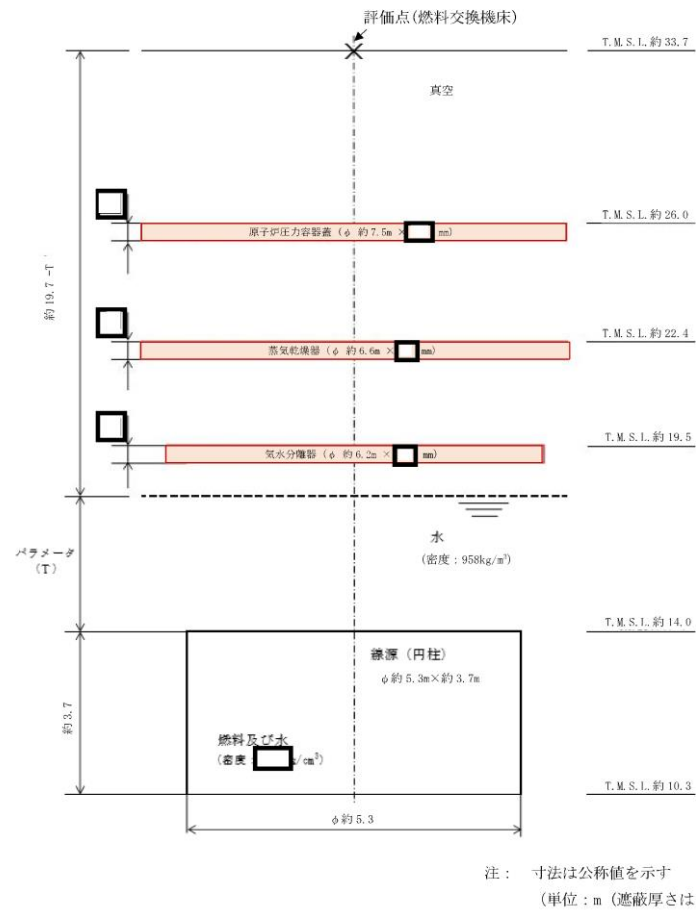
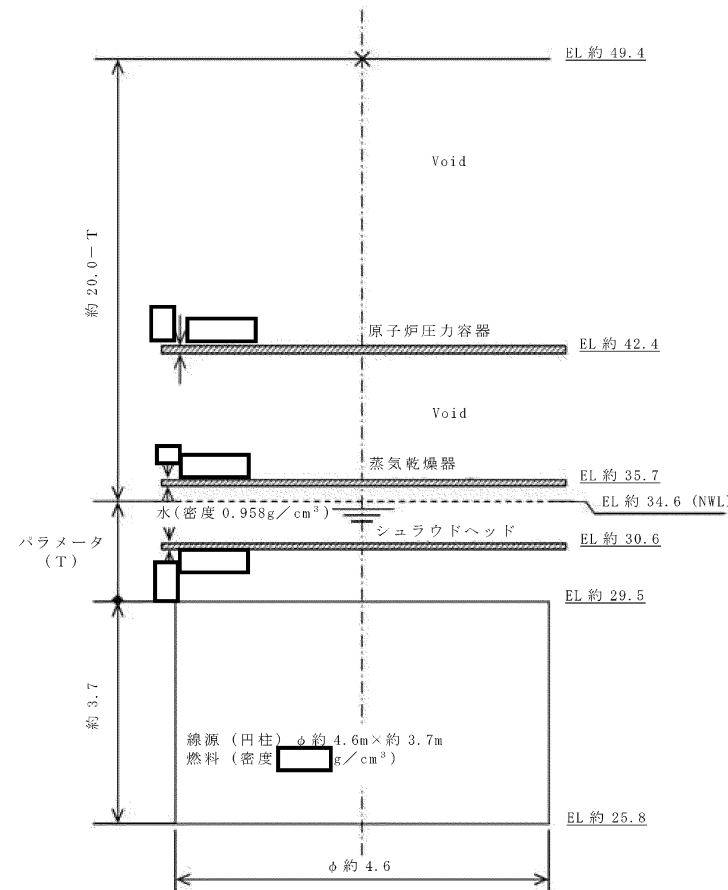


図3 燃料の線量率評価モデル



第3図 燃料の線量率計算モデル

単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

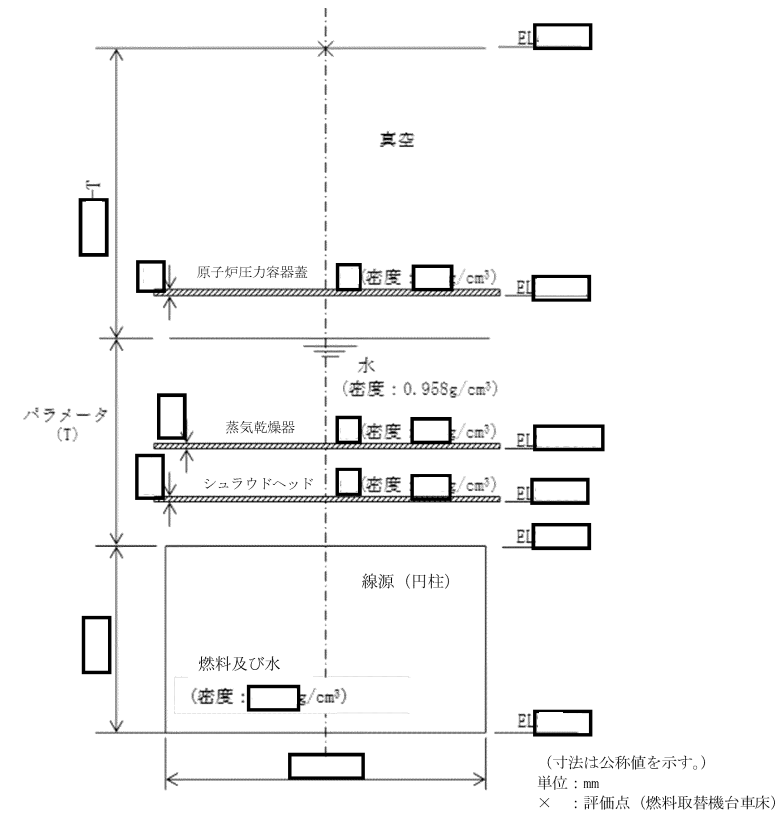


図3 燃料の線量率評価モデル

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

表 1 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	1.26×10^{12}
2	2.50×10^{-2}	1.73×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.96×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	1.29×10^{11}
5	8.50×10^{-2}	2.40×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	5.78×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	4.81×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	1.30×10^{11}
9	5.75×10^{-1}	4.35×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	3.63×10^{11}
11	1.25×10^0	7.10×10^{10}
12	1.75×10^0	8.87×10^{10}
13	2.25×10^0	6.36×10^9
14	2.75×10^0	3.09×10^9
15	3.50×10^0	6.70×10^7
16	5.00×10^0	3.02×10^6
17	7.00×10^0	4.07×10^6
18	9.50×10^0	4.68×10^{-1}
合計		4.15×10^{12}

第 1 表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

表 1 燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	9.8×10^{11}
2.0	1.6×10^{11}
3.0	4.7×10^9
4.0	7.3×10^7
5.0	2.0×10^7

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$*) ※ 65°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $2.1 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ と算出 <p>線量率評価モデルを図4に示す。</p> <p>図4 上部格子板の線量率評価モデル 注：寸法は公称値を示す (単位：m (遮蔽厚さはmm))</p>	<p>b. 上部格子板 計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ：約0.4m ○ γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、主要核種 $\text{C.o.}-60$を想定して1.5MeVとする。 ○ 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用 ○ 線源強度：機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $7.3E+09 \text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。 <p>線量計算モデルを第4図に示す。</p> <p>第4図 上部格子板の線量率計算モデル 単位：m ×：評価点 (燃料取替機床上)</p>	<p>b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等 (密度：$0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $8.7 \times 10^9 \text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出 <p>線量率評価モデルを図4に示す。</p> <p>図4 上部格子板の線量率評価モデル (寸法は公称値を示す。) 単位：mm ×：評価点 (燃料取替機床上)</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$)
 - ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より $5.2 \times 10^5 (\text{Bq}/\text{cm}^2)$ と算出
- 線量率評価モデルを図5に示す。

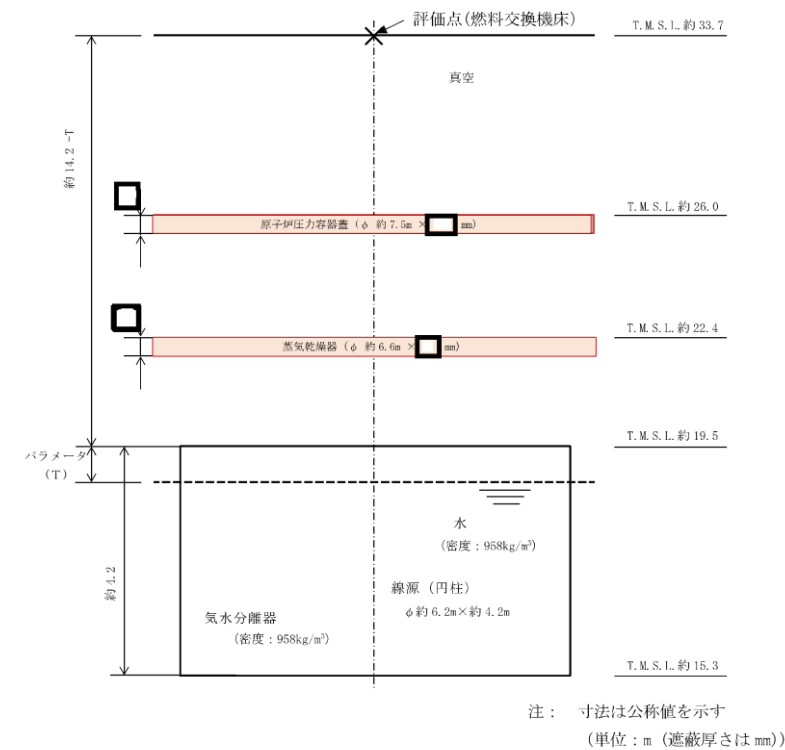


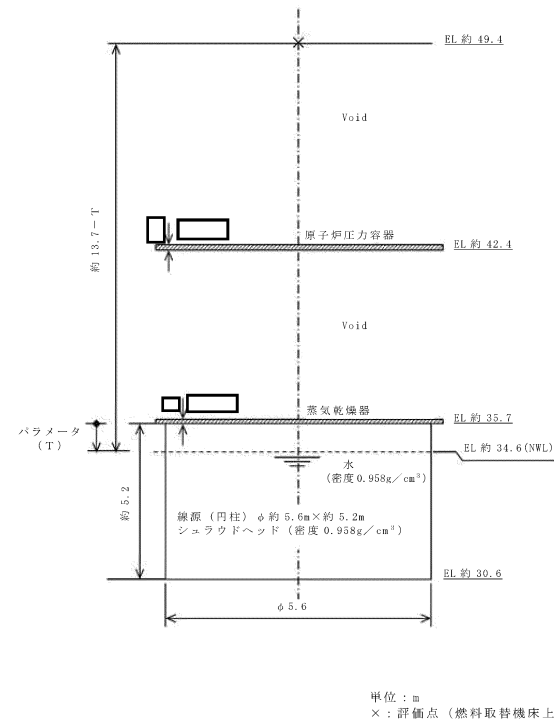
図5 気水分離器の線量率評価モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ：約 5.2m^{*1}
 - γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 C.o. -60 を想定して 1.5MeV とする。
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 - ※2 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度：機器表面の実測値 (Sv/h) *1 より $6.7\text{E} + 05\text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出した。
- 線量計算モデルを第5図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。



第5図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等 (密度： $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 - ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (mSv/h) より $1.3 \times 10^6 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出
- 線量率評価モデルを図5に示す。

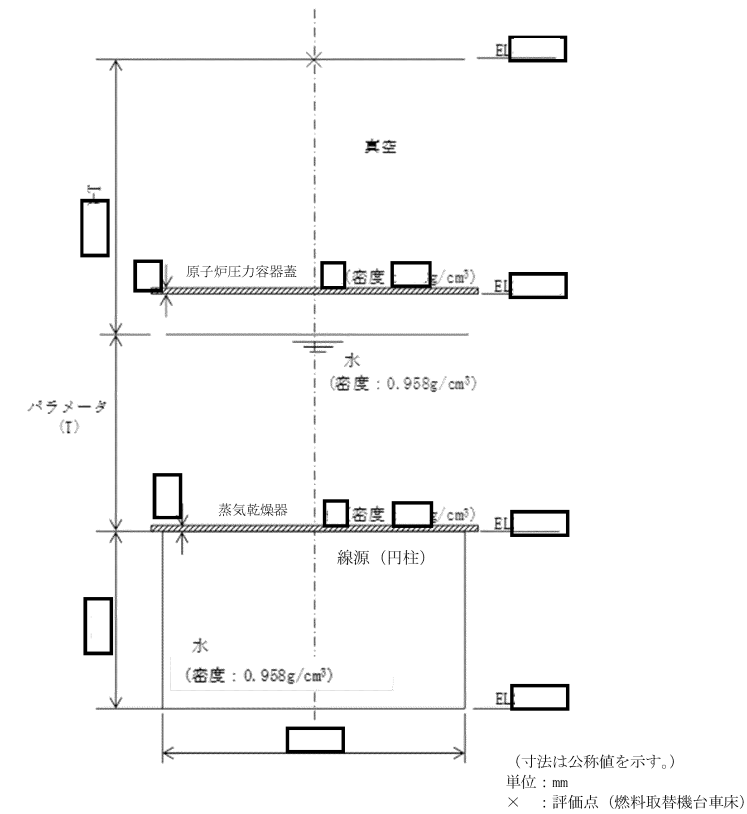
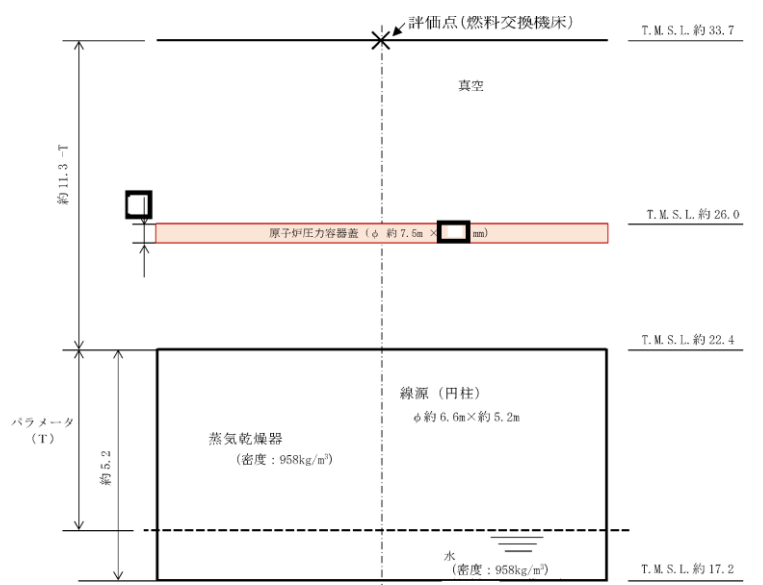
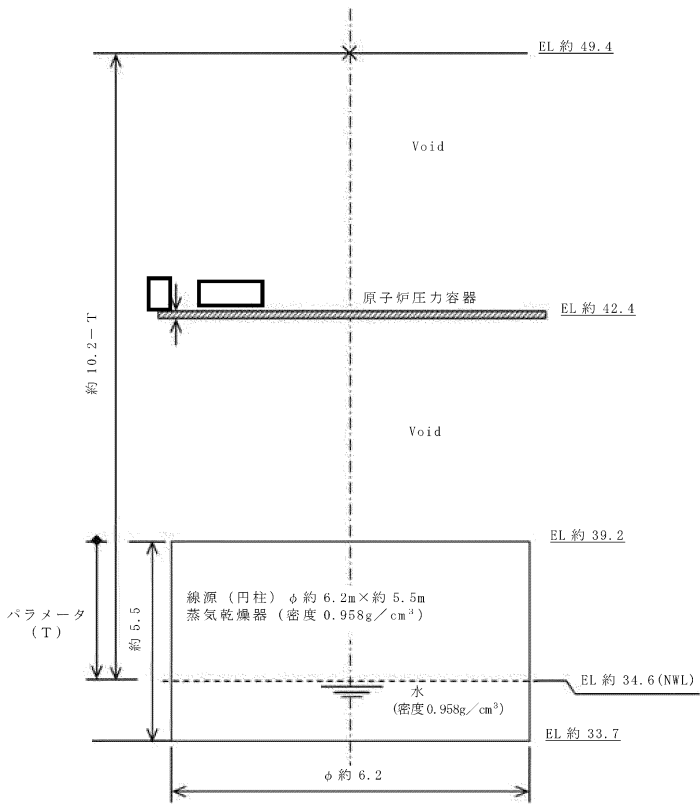
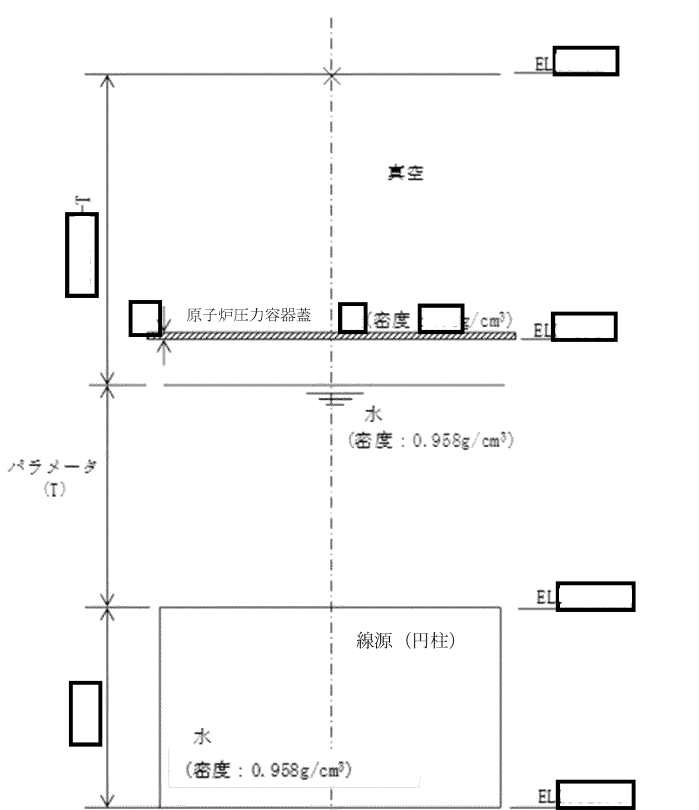


図5 気水分離器の線量率評価モデル

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
【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>d. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$) ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $2.3 \times 10^5 (\text{Bq}/\text{cm}^2)$ と算出 <p>線量率評価モデルを図6に示す。</p>  <p>注：寸法は公称値を示す (単位：m (遮蔽厚さはmm))</p> <p>図6 蒸気乾燥器の線量率評価モデル</p>	<p>d. 蒸気乾燥器 計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ：約5.5m ○ γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、主要核種 $\text{C.o.}-60$ を想定して 1.5MeV とする。 ○ 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○ 線源強度：機器表面の実測値 <input type="text"/> Sv/h より $2.7E + 05 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出した。 <p>線量計算モデルを第6図に示す。</p>  <p>単位：m ×：評価点 (燃料取替機床上)</p> <p>第6図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル</p>	<p>d. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等 (密度：$0.958\text{g}/\text{cm}^3$) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> mSv/h) より $1.3 \times 10^6 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出 <p>線量率評価モデルを図6に示す。</p>  <p>(寸法は公称値を示す。) 単位：mm ×：評価点 (燃料取替機台車床)</p> <p>図6 蒸気乾燥器の線量率評価モデル</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (圧力容器蓋の最薄部厚さ) ○ 線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) * <p>※ 圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~7に示す。</p> <div data-bbox="290 1066 831 1312" style="border: 1px solid black; height: 117px; width: 182px; margin: 10px auto;"></div> <p>図7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル (遮蔽)</p>	<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>遮蔽物の高さ：□ mm (圧力容器蓋の最薄部厚さ)</p> <p>線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) *</p> <p>※ 原子炉圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率計算モデル (遮蔽) を第3~6図に示す。</p>	<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (圧力容器蓋の最薄部厚さ) ○ 遮蔽物材質：□ 平板 (密度：□ g/cm³) * <p>※ 原子炉圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図3~7に示す。</p> <div data-bbox="1751 1008 2507 1312" style="border: 1px solid black; height: 145px; width: 255px; margin: 10px auto;"></div> <p>図7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル (遮蔽)</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状 : 円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm) : <input type="text"/> (フード部の最薄部厚さ) ○ 線源材質 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) * <p>※蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~5及び8に示す。</p> <div data-bbox="240 678 857 1020" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル(遮蔽)</p>	<p>b. 蒸気乾燥器</p> <p>遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ : <input type="text"/> mm (フード部の最薄部厚さ) 線源材料 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) *</p> <p>※ 蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率計算モデル(遮蔽)を第3~5図に示す。</p>	<p>b. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm) : <input type="text"/> (フード部の最薄部厚さ) ○ 遮蔽物材質 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) * <p>※ 蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~5及び8に示す。</p> <div data-bbox="1762 642 2510 1010" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル(遮蔽)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 気水分離器 評価条件を以下に示す。</p> <p>○ 遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化</p> <p>○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (シュラウドヘッドの厚さ (ベーン スワラによる遮蔽も考慮))</p> <p>○ 線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) ※ ※ 気水分離器の材質 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。</p> <div data-bbox="186 716 908 1031" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 243px; margin: 10px 0;"></div> <p style="text-align: center;">図 9 気水分離器の線量率評価モデル (遮蔽)</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率 の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h ※) は以下の仮定のもとで「<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上</u>」と求め た。 ※必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度 (100mSv) と比べ、 <u>十分余裕のある値 (10mSv/h) とする。</u></p>	<p>c. シュラウドヘッド</p> <p>遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>遮蔽物の高さ：□ mm (シュラウドヘッドの厚さ (スワ ラによる遮蔽も考慮))</p> <p>線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) ※ ※ シュラウドヘッドの材質 □ の密度は、同等であ る □ で代表した</p> <p>線量率計算モデル (遮蔽) を第 3, 4 図に示す。</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位 の関係を第 7 図に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv /h) は、「<u>燃料有効長頂部の約 1.7m 上</u>」とした。</p>	<p>c. 気水分離器 評価条件を以下に示す。</p> <p>○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (シュラウドヘッドの厚さ (気 水分離器スワラによる遮蔽も考 慮))</p> <p>○ 遮蔽物材質 □ 平板 (密度：□ g/cm³) ※ ※ 気水分離器の材質 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。</p> <div data-bbox="1748 695 2510 1184" style="border: 1px solid black; height: 233px; width: 257px; margin: 10px 0;"></div> <p style="text-align: center;">図 9 気水分離器の線量率評価モデル (遮蔽)</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量 率の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h) は以下の仮定のもとで「<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上</u>」と求めた。</p>	<p>・評価条件の相違 【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>

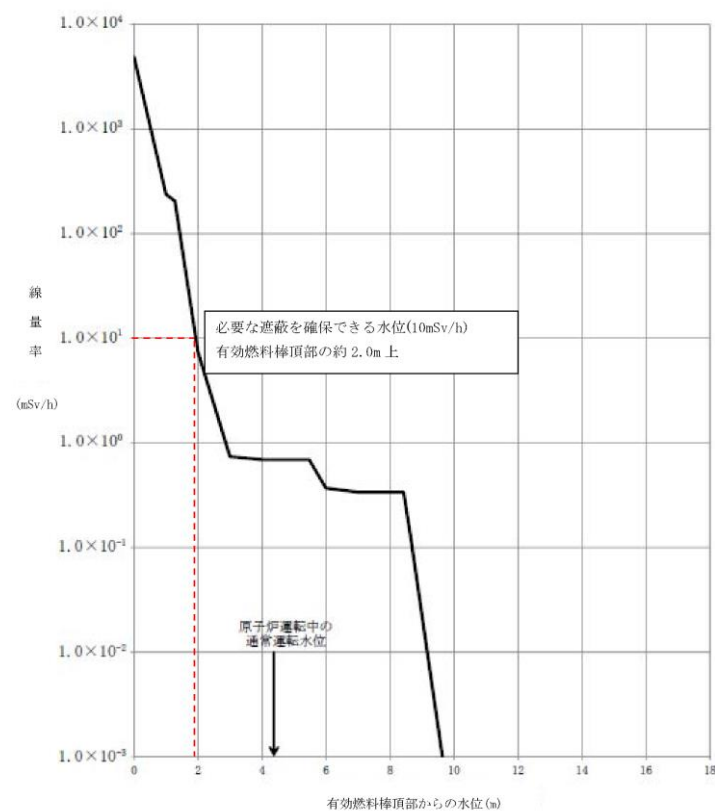
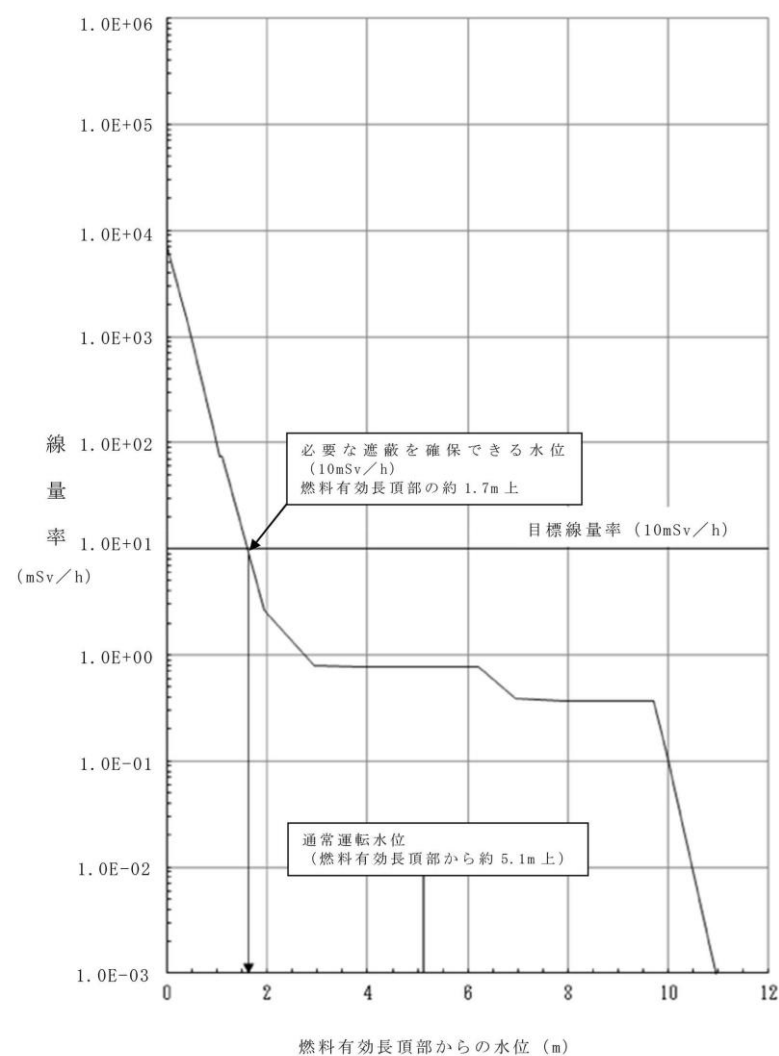


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率



第7図 原子炉水位と線量率

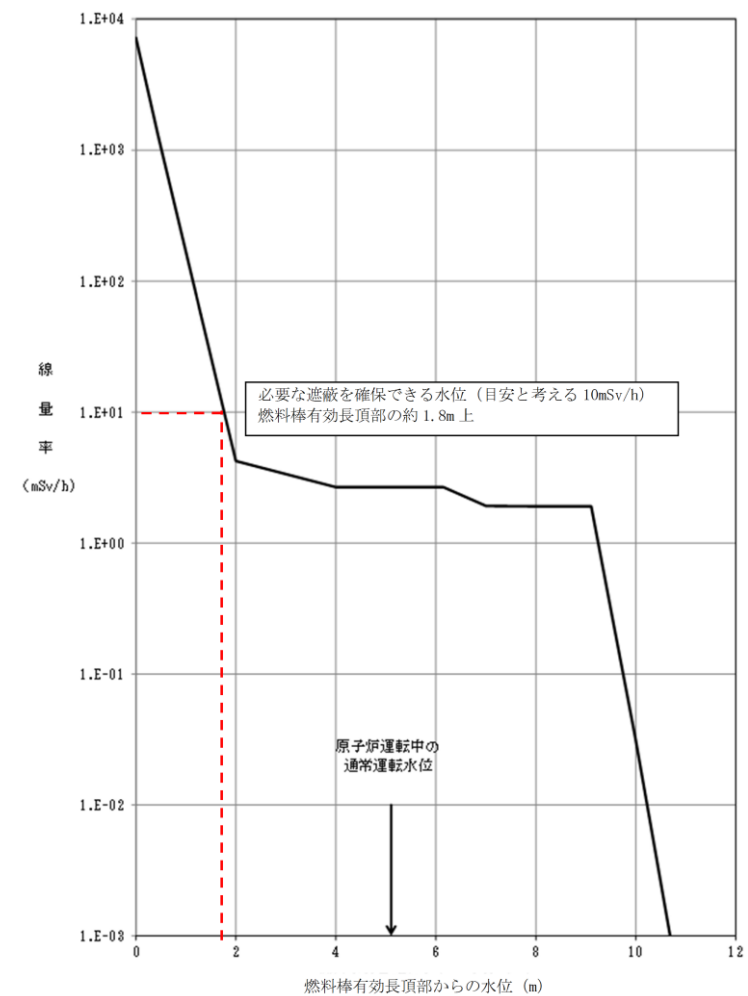


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板等からの線量率

・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
<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時 から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資 料 5.1.1」の 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制 効果を考慮しない計算を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏 まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。</p> <p>評価条件及び評価結果を表 2 に示す。</p> <p>評価結果より、原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪 失時の注水までの想定時間 2 時間、全交流動力電源喪失時の注水 までの想定時間約 2.5 時間 (145 分) に対して十分であることが 確認された。</p> <p>また、原子炉停止後 12 時間後においては、上述の保守的な計 算方法を用いた場合、現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.0 時間後に超えることが確認された。</p>	<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線 の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさ を踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを 実施した。</p> <p>算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。</p> <p>その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保で きる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注 水開始までの時間 (2 時間)、全交流動力電源喪失時の注水準 備完了までの時間 (25 分) に対して十分な余裕があることを 確認した。</p>	<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生 時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添 付資料 5.1.1 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の 抑制効果を考慮しない計算」を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを 踏まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施し た。</p> <p>評価条件及び評価結果を表 2 に示す。</p> <p>評価結果より、原子炉停止 12 時間後及び原子炉停止 1 日後 においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間であ る事象発生から 2 時間後、全交流動力電源喪失時の注水までの 想定時間である事象発生から 2 時間後に対して十分であるこ とが確認された。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																														
<p>表2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果</p> <table border="1" data-bbox="172 346 890 672"> <thead> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温(℃)</th> <th>崩壊熱(kW)</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1</th> <th>有効燃料棒頂部到達までの時間余裕</th> <th>残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間</th> <th>全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認するケース)</td> <td>100</td> <td>2.67×10⁴</td> <td>約2.0時間</td> <td>約3.7時間</td> <td>2時間以内※2</td> <td>約2.5時間 (145分)</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するケース)</td> <td>52</td> <td>2.24×10⁴</td> <td>約3.4時間</td> <td>約5.4時間</td> <td>2時間</td> <td>約2.5時間 (145分)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「添付資料5.1.1」の「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる(原子炉停止12時間後でも3時間以上の時間余裕がある)。</p> <p>※2 水位低下の発生が早まるため、運転員の事象認知が早まる。</p> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、作業員は異常状態を認知し、<u>1時間以内に原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内より退避する。</u></p>	原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間	12時間 (不確かさで確認するケース)	100	2.67×10 ⁴	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間 (145分)	24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	2.24×10 ⁴	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間 (145分)	<p>第2表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件及び算出結果</p> <table border="1" data-bbox="988 357 1697 619"> <thead> <tr> <th colspan="3">算出条件</th> <th colspan="2">算出結果</th> </tr> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温</th> <th>崩壊熱</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕</th> <th>燃料有効長頂部までの時間余裕</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)</td> <td>100℃</td> <td>約22.4MW</td> <td>約2.8時間</td> <td>約4.2時間</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するベースケース)</td> <td>52℃</td> <td>約18.8MW</td> <td>約4.5時間</td> <td>約6.3時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、<u>作業員は、当直発電長の送受話器(ページング)による退避指示により現場からの退避を開始し、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。</u> また、運転員は作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。</p>	算出条件			算出結果		原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕	12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約22.4MW	約2.8時間	約4.2時間	24時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約18.8MW	約4.5時間	約6.3時間	<p>表2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果</p> <table border="1" data-bbox="1762 336 2502 1081"> <thead> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温(℃)</th> <th>崩壊熱(kW)</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1</th> <th>燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕</th> <th>残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間</th> <th>全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認するケース)</td> <td>100</td> <td>1.67×10⁴</td> <td>約2.7時間</td> <td>約4.2時間</td> <td>2時間</td> <td>2時間</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するケース)</td> <td>52</td> <td>1.40×10⁴</td> <td>約4.3時間</td> <td>約6.1時間</td> <td>2時間</td> <td>2時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる(原子炉停止12時間後でも4時間以上の時間余裕がある)。</p> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の原子炉建物原子炉棟4階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、<u>当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、現場作業員は異常状態を認知し、2時間以内に原子炉建物原子炉棟4階又は原子炉格納容器内より退避する。</u> また、運転員は現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の開操作を開始する。</p>	原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間	12時間 (不確かさで確認するケース)	100	1.67×10 ⁴	約2.7時間	約4.2時間	2時間	2時間	24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	1.40×10 ⁴	約4.3時間	約6.1時間	2時間	2時間	<p>・評価結果の相違 【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】 島根2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p>
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間																																																											
12時間 (不確かさで確認するケース)	100	2.67×10 ⁴	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間 (145分)																																																											
24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	2.24×10 ⁴	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間 (145分)																																																											
算出条件			算出結果																																																														
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕																																																													
12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約22.4MW	約2.8時間	約4.2時間																																																													
24時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約18.8MW	約4.5時間	約6.3時間																																																													
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間																																																											
12時間 (不確かさで確認するケース)	100	1.67×10 ⁴	約2.7時間	約4.2時間	2時間	2時間																																																											
24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	1.40×10 ⁴	約4.3時間	約6.1時間	2時間	2時間																																																											

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、線量が上昇する前(4. より最短約2時間)の退避が十分可能である。</p> <p>なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示及び立ち入り制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には1.03MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作(アイソレーション)を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後の状態を想定した場合でも、現場の作業員の退避を考慮すると4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である2時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の</p>	<p>一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>(添付資料5.1.5)</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。)の設計として、作動には約1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価においてRCICによる注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、RCICによる注水が可能となることが考えられる。なお、RCICの点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが、これらの事故時にRCICでの注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、RCICの使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間(2時間)、全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間(25分)に対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後、原子炉初期水温100℃の状態を想定した場合でも、POS-Aに比べて約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。</p>	<p>全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、現場作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、線量が上昇する前(4. より事象発生から最短約2.7時間)の退避が十分可能である。</p> <p>なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示及び立ち入り制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>復旧に際しては放射線汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には0.74MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作(アイソレーション)を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後、原子炉初期水温100℃の状態を想定した場合でも、4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約2.7時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違【東海第二】 ・評価結果の相違【柏崎6/7】 ・記載方針の相違【東海第二】 ・設備設計の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・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
<p>抑制効果を考慮した計算」のとおり、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。</p> <p>以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。</p>		<p><u>を考慮した計算」のとおり、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。</u></p> <p><u>以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。</u></p>	

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

項目	評価条件 (初期、事故及び再稼働時) の不確かさ		最確条件	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件		
燃料の崩壊熱	約 22.4MWh (約 14.0MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	約 22.0MWh (約 13.8MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	約 22.0MWh (約 13.8MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉冷却	約 40℃～約 53℃ (実値)	約 40℃～約 53℃ (実値)	約 40℃～約 53℃ (実値)	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力	通常運転水位 (セパレータノズルから+119mm)	通常運転水位 (セパレータノズルから+119mm)	通常運転水位 (セパレータノズルから+119mm)	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力	大気圧	大気圧	大気圧	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※1 原子炉停止直後、サイクル末期の停止時冷温試験に向けた高温維持 (80℃程度) などの特殊な場合を除く (ただし、原子炉初期運転時を除く) による評価を参照
 ※2 原子炉停止直後、原子炉圧力制御装置の特殊な場合を除く
 ※3 添付資料 5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸気の制御効果を検討した計算 (原子炉圧力制御装置が制御状態) による評価を参照

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

項目	評価条件 (初期、事故及び再稼働時) の不確かさ		最確条件	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件		
燃料の崩壊熱	約 18.8MWh (約 12.5MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	約 18.8MWh (約 12.5MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	約 18.8MWh (約 12.5MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉冷却	約 35℃～約 52℃ (実値)	約 35℃～約 52℃ (実値)	約 35℃～約 52℃ (実値)	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力	通常運転水位 (セパレータノズルから+126mm)	通常運転水位 (セパレータノズルから+126mm)	通常運転水位 (セパレータノズルから+126mm)	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力	大気圧	大気圧	大気圧	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※1 過去のプラント停止直後実施時の全周温度の原子炉冷却水の実際の実測データ

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

項目	評価条件 (初期、事故及び再稼働時) の不確かさ		最確条件	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件		
燃料の崩壊熱	約 14.0MWh (約 9.4MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	約 14.0MWh (約 9.4MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	約 14.0MWh (約 9.4MW) (9×9燃料) 原子炉停止1日後	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉冷却	約 20℃～約 46℃ (実値)	約 20℃～約 46℃ (実値)	約 20℃～約 46℃ (実値)	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力	約 140mm (実値)	約 140mm (実値)	約 140mm (実値)	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力	大気圧	大気圧	大気圧	崩壊熱として発生した燃料は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉停止後の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることとなる。評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に、原子炉停止後の崩壊熱が燃料の崩壊熱の大きい場合は、注水開始の遅延による燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、燃料の崩壊熱が約 1.8m の高さで維持される場合は、燃料の崩壊熱の増加は評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※1 過去のプラント停止直後実施時の全周温度の原子炉冷却水の実際の実測データ

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料5.1.8

添付資料5.1.7

添付資料5.1.7

・相違理由は本文参照。

表1 評価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
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) 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
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	事故ことに変化	燃料の燃焼熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉圧力容器の開放によ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。	評価項目となるパラメータは、評価条件と同様であるため、事故進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉圧力容器の開放によ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。
事故条件	燃料の容量	約2.040tL	通常時の燃料タンクの運用量を参考に設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事故、安全機能の喪失に対する原因	—	運転中の残置熱除去系の稼働を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事故進展に大きく影響しないことから、電源の観点で新しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合で、事故進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合で、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残置熱除去系(低圧注水モータ)	95㎫/h以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。
機器条件	残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)	熱交換器1基あたり約800tL (原子炉停炉冷却ポンプは2基、海水温度30℃において)	残置熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復は残置熱除去系の注水を凍結することによって停止する。原子炉停炉冷却ポンプは2基、海水温度30℃において)	残置熱除去系と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	残置熱除去系と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		評価条件設定の考え方	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
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の表層を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系に与える影響は小さい。崩壊熱除去系は、原子炉圧力が高くなる場合、注水ポンプの運転が停止する可能性がある。運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系に与える影響は小さい。崩壊熱除去系は、原子炉圧力が高くなる場合、注水ポンプの運転が停止する可能性がある。運転員等操作時間に与える影響は小さい。	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。
事故条件	燃料の容量	約800tL	燃料貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故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。運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事故、安全機能の喪失に対する原因	残置熱除去系機能喪失	運転中の残置熱除去系の故障を想定	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、電源の観点で新しい外部電源なしを設定。発生1時間後(1時間ごとの中央制御室の監視により残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)の停止を確認する時間)に停止することにより、残置熱除去系は停止する可能性がある。運転員等操作時間に与える影響は小さい。	外部電源がない場合と外部電源がある場合で、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表1 評価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
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2 / 3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) 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
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料槽有効液面まで低下する時間は長くなる。崩壊熱除去機能喪失による異常の発生を起点とする。運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料槽有効液面まで低下する時間は長くなる。評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
初期条件	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の表層を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系に与える影響は小さい。崩壊熱除去系は、原子炉圧力が高くなる場合、注水ポンプの運転が停止する可能性がある。運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
初期条件	原子炉圧力容器耐圧試験の状態	事故毎に変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の耐圧試験は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故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。運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系に与える影響は小さい。崩壊熱除去系は、原子炉圧力が高くなる場合、注水ポンプの運転が停止する可能性がある。運転員等操作時間に与える影響は小さい。
初期条件	燃料の容量	1,180m ³ (合計貯蔵量)	発電炉内に貯留している合計容量を参考に、最確条件を包括できる条件を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故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。運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失) (3/3))

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系(低圧注水系)	1,605m ³ /h	残留熱除去系(低圧注水系)の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)	熱交換器1基当たり約43MW以上(原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表1 評価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
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失) (3/3))

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)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
	評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象(安全機能の喪失に対する仮定)	残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しいうち外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136 m ³ /hで注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW(原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表2 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 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水機操作条件	<p>【認知】</p> <p>評価では残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障発生から残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始まで、速がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが、原子炉注水の必要性を認識することは容易である。よって、評価上の注水機操作開始時間に対し、素直の注水機操作開始時間が早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、別御覧の操作スウィッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉注水の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水機操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により異常の認知により原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素直の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始から約2時間後、事故発生から約2時間後、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から約2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素直の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>通常運転水位から放射線の変動が検出される最低水位に到達するまでの時間は約3時間、原子炉注水の系統構成に必要なのは約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施されることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等</p>	

第2表 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 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水機操作条件	<p>【認知】</p> <p>評価では、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障発生から、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始まで、速がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが、原子炉注水の必要性を認識することは容易である。よって、評価上の注水機操作開始時間に対し、素直の注水機操作開始時間が早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、別御覧の操作スウィッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉注水の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水機操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により異常の認知により原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から約2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素直の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始から約2時間後、事故発生から約2時間後、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から約2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素直の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>通常運転水位から放射線の変動が検出される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉注水の系統構成に必要なのは約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施されることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等</p>	

表2 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 (運転停止中 (崩壊熱除去機能喪失)) (1 / 2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水機操作条件	<p>【認知】</p> <p>評価では残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障発生から残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始まで、速がし安全弁の手動減圧操作等を含めて事故発生から2時間後を想定しているが、原子炉注水の必要性を認識することは容易である。よって、評価上の注水機操作開始時間に対し、素直の注水機操作開始時間が早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、別御覧の操作スウィッチによる操作のため、簡易な操作である。また、原子炉注水の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水機操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により異常の認知により原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から約2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素直の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始から約2時間後、事故発生から約2時間後、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から約2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素直の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>通常運転水位から放射線の変動が検出される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉注水の系統構成に必要なのは約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施されることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等</p>	

表2 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 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧 操作条件	事象発生から3.5時間後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから、原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	-	-	-	プラント停止時の実績から、配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約10分で操作可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第2表 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 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧 操作条件	事象発生から45分後	状況判断、逃がし安全機能 (自動減圧機能) による原子炉維持保電圧状態の維持及び残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧に要する時間を考慮して設定	-	-	-	残留熱除去系 (低圧注水モード) により、原子炉への注水を実施していることから、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	所要時間を36分と想定しているところ、訓練実績では、約20分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表2 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 (運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧 操作条件	事象発生から2時間30分後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから、原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ、原子炉水位回復から30分後としており、このうち、系統構成及びポンプの起動は、所要時間30分想定のところ、訓練実績等では約16分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における燃料の対応について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

炉別	時系列	合計	判定
7号炉	非常用ディーゼル発電機 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,400.4L/h × 24h × 7日 × 5台 = 720,472L	7日間の 軽油消費量 約 720kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL (注1)であり、 7日間対応可能。
6号炉	非常用ディーゼル発電機 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,400.4L/h × 24h × 7日 × 5台 = 720,472L	7日間の 軽油消費量 約 720kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL (注1)であり、 7日間対応可能。
1号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.6L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631,344L	7日間の 軽油消費量 約 630kL	1号炉軽油タンク容量は 約 650kL (注2)であり、 7日間対応可能。
2号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.6L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631,344L	7日間の 軽油消費量 約 630kL	2号炉軽油タンク容量は 約 650kL (注2)であり、 7日間対応可能。
3号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.6L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631,344L	7日間の 軽油消費量 約 630kL	3号炉軽油タンク容量は 約 650kL (注2)であり、 7日間対応可能。
4号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.6L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631,344L	7日間の 軽油消費量 約 630kL	4号炉軽油タンク容量は 約 650kL (注2)であり、 7日間対応可能。
5号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.6L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631,344L	7日間の 軽油消費量 約 630kL	5号炉軽油タンク容量は 約 650kL (注2)であり、 7日間対応可能。
その他	1号炉軽油タンク及び 2号炉軽油タンク内の 軽油消費量 (合計) は 約 600kL (注3)あり、 7日間対応可能。	7日間の 軽油消費量 約 600kL	

注1: 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は5台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した。
注2: 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
注3: 保安規定に基づく値。

添付資料 5.1.8

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 5.1.9

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動※2 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動※3 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) = 約 141.2kL		
緊急時対策用発電機 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日間の対応可能

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

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 5.1.8

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 (崩壊熱除去機能喪失))

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 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 1,618m³/h × 24h × 7日 × 2台 = 543,648m³	7日間の 軽油消費量 約 700m³	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 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0,927m³/h × 24h × 7日 × 1台 = 155,736m³		
緊急時対策用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0,0469 m³/h × 24h × 7日 × 1台 = 7,8792m³	7日間の 軽油消費量 約 8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約 45m³であり、7日間対応可能

※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】

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.2 全交流動力電源喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</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「全交流動力電源喪失」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、<u>①「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源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、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策と</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</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「全交流動力電源喪失」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、<u>①「外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失+直流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源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、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策と</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</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「全交流動力電源喪失」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、<u>「外部電源喪失+交流電源喪失」及び「外部電源喪失+直流電源喪失」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源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、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>P R Aで考慮する設備の相違により、イベントツリーに相違が生じている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。</p> <p>(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>して代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2.1図及び第5.2.2図に、手順の概要を第5.2.3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5.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける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16名である。</u>その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名(6号及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員6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2名である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。</u>必要な要員と作業項目について第5.2.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>16名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止によ</p>	<p>して緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2-1図に、手順の概要を第5.2-2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5.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員(初動)20名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は<u>11名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.2-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>20名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転停止による崩</p>	<p>対策として原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2.1-1(1)図及び第5.2.1-1(2)図に、手順の概要を第5.2.1-2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5.2.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける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29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、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3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<u>19名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.2.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>29名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止によ</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員29名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、<u>低圧代替注水系 (常設)</u></u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度</u>である。 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>d. <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により<u>復水移送ポンプ 1 台</u>を手動起動し、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系 (常設)</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、<u>原子炉水位及び復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)</u>等である。</p>	<p>壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系 (常設)</u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>) 運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度</u>である。 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>d. <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 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による緊急用母線への交流電源供給を開始する</u>。また、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 1 台</u>を手動起動し、<u>原子炉水位の低下時は低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する</u>。これにより、<u>原子炉水位を通常運転水位付近に維持する</u>。 <u>低圧代替注水系 (常設)</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>及び低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用)</u>等である。</p>	<p>る崩壊熱除去機能喪失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</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系、低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>) 運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度 (SA)</u>である。 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力 (SA)、原子炉圧力等である。</p> <p>d. <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後</u>、中央制御室からの遠隔操作により<u>低圧原子炉代替注水ポンプ</u>を手動起動し、<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を開始する。これにより、<u>原子炉水位が回復する</u>。 <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</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、<u>原子炉水位 (広帯域)、代替注水流量 (常設)</u>等である。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水を実施することにより、原</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」である。</p> <p>なお、5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス(「崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失[フロントライン])+崩壊熱除去・注水系失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失(代替除熱機能喪失[フロントライン])+崩壊熱除去・注水系失敗」)は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS_A_PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価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、</p>	<p>e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプ1台を起動後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁(自動減圧機能)を全閉とする。</p> <p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、「5.1.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス(残留熱除去系の故障(RHRS喪失)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗)は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A_PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価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、</p>	<p>e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源喪失」である。</p> <p>なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価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、</p>	<p>子炉水位を通常運転水位付近に維持。</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>PRAにより抽出される事故シーケンスの相違。</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>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 style="text-align: right;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シナリオ特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約22MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約37m³/hである。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.3)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系(常設)の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p>	<p>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 style="text-align: right;">(添付資料 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.2-2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シナリオ特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約19MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約32m³/hである。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.3, 5.1.4)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする[※]。</p> <p>※ 実操作では低圧代替注水系(常設)の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系(常設)の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p>	<p>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 style="text-align: right;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.2.2-1表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シナリオ特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約14.0MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約23m³/hである。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.3)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では低圧原子炉代替注水系(常設)の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧原子炉代替注水系(常設)の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p>	<p>・評価条件の相違 【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>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水流量は <u>150m³/h</u> とする。</p>	<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>また、<u>残留熱除去系海水系</u>の機能喪失を重畳させるものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水流量は、<u>蒸発量に応じた注水流量として 27m³/h</u> とする。</p>	<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>また、<u>原子炉補機冷却系</u>の機能喪失を重畳させるものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水流量は <u>200m³/h</u> とする。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために、原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳することを明記している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) <u>代替原子炉補機冷却系</u></p> <p>伝熱容量は約 <u>23MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 30℃において) とする。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は, 熱交換器 1 基あたり約 <u>8MW</u> (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において) とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 事象発生 <u>145 分</u>までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水操作は, 事象発生 <u>145 分</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u> は軸受等の冷却が必要となるため, <u>代替原子炉補機冷却系</u>の準備が完了する事象発生 <u>20 時間</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2.5 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2.6 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し, <u>約 1 時間</u>後に沸騰, 蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し, 事象</p>	<p>(b) <u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u></p> <p>伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 <u>24MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 <u>32℃</u>において) とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 事象発生 <u>21 分</u>までに<u>中央制御室からの遠隔操作</u>により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による<u>原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了するが, 原子炉注水操作は原子炉水位が低下し始める約 1.1 時間</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u> は軸受等の冷却が必要となるため, <u>緊急用海水系</u>の準備が完了する事象発生 <u>4 時間 10 分</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2-4 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2-5 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し, <u>約 1.1 時間</u>後に沸騰, 蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し, 事象</p>	<p>(b) <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は, 熱交換器 1 基あたり約 <u>15.7MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 <u>30℃</u>において) とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 事象発生 <u>2 時間</u>までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水操作は, 事象発生 <u>2 時間</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u> は, 軸受等の冷却が必要となるため, <u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備が完了する事象発生 <u>10 時間</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2.2-1 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2.2-2 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し, <u>事象発生から約 0.9 時間</u>後に沸騰, 蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 伝熱容量の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は, 常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ, 原子炉注水開始を事象発生 2 時間後としている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は, 原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ, 原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は, 原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>発生から <u>145 分経過</u>した時点で、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は有効燃料棒頂部の約 <u>2.9m</u> 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。</p> <p>事象発生から <u>20 時間経過</u>した時点で、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2.5 図</u>に示すとおり、<u>有効燃料棒頂部の約 2.9m</u> 上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2.6 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※2 を確保できる水位である<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>145 分後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧代替注水系 (常設) の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。</u></p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業時間及び作業員の退避は <u>1 時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>10mSv</u> となるた</p>	<p>象発生から約 <u>1.1 時間後以降</u>は、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>により蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を<u>通常運転水位付近</u>に維持することができる。</p> <p>事象発生から <u>4 時間 10 分経過</u>した時点で、<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>)による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2-4 図</u>に示すとおり、<u>蒸発量に応じた注水を実施することによって原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができ</u>、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2-5 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※が維持される水位である<u>燃料有効長頂部の約 1.7m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>25 分後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧代替注水系 (常設) の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び格納容器の安定状態を継続できる。</u></p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟 6 階</u>での作業時間及び作業員の退避は <u>2.2 時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>22mSv</u> となるため、緊急作</p>	<p>を開始し、事象発生から <u>2 時間経過</u>した時点で、<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を行うことによつて、原子炉水位は燃料棒有効長頂部の約 <u>4.0m</u> 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を<u>適切に維持</u>することができる。</p> <p>事象発生から <u>10 時間経過</u>した時点で、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>)による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2.2-1 図</u>に示すとおり、<u>燃料棒有効長頂部の約 4.0m</u> 上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2.2-2 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※²が維持される水位である<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建物原子炉棟 4 階の燃料取替機台車床</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>2 時間後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧原子炉代替注水系 (常設) で原子炉注水を行い、事象発生 10 時間後から、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による除熱を開始することで、長期的に安定状態を維持できる。</u></p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建物原子炉棟 4 階から現場作業員の退避は 2 時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>20mSv</u> となるため、緊急作業時における</p>	<p>水位が低下した後に原子炉注水を開始する。</p> <p>東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了する。</p> <p>・運用の相違 【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> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【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> <p>島根 2 号炉での現場</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>め、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約2.0m上(通常水位から約2.4m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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>業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約1.7m上(通常水位から約3.5m下)の位置である。 (添付資料5.1.5, 5.1.7, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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>被ばく限度の100mSvに対して、余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約1.8m上(通常水位から約3.3m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作並びに原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱操作とする。</p> <p>(1) 評価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>作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、事象進展に有意な影響を与えられると考えられる操作として、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱操作についても明記。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第5.2.2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、評価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>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約22.4MW</u>に対して最確条件は<u>約22MW以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は<u>約40℃～約53℃</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{※2}が維持される水位)である<u>有効燃料棒頂部の約2.0m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>約2時間</u>となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起</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5.2-2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、評価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>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約18.8MW</u>に対して最確条件は<u>約18.8MW未満</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は<u>約47℃～約58℃</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位)である<u>燃料有効長頂部の約1.7m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>約2.8時間</u>となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対して<u>ゆらぎがあり</u>、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より<u>低くなる場合がある</u>ため、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>短くなる場合がある</u>が、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失によ</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5.2.2-1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、評価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>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約14.0MW</u>に対して最確条件は<u>約14.0MW以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は<u>約29℃～約46℃</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位)である<u>燃料棒有効長頂部の約1.8m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>事象発生から約2.7時間</u>となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位<u>以上であり</u>、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より<u>高くなる</u>ため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>長くなる</u>が、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</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>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>とする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>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作ものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h²が確保される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間、有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退</p>	<p>る異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子</p>	<p>点とする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>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が有効燃料棒頂部を下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小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{※2}が維持される水位)である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。</p> <p>ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※3}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、</p>	<p>炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下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小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約47℃～約58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位)である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。</p> <p>ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる[※]。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展</p>	<p>本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位)である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。</p> <p>ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※3}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。 評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 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>事象進展に与える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。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>145分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、<u>低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>に与える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。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>25分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については<u>実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位を監視しながら原子炉注水操作を実施するため、原子炉水温の上昇が放熱等の影響により緩やかとなり、沸騰による原子炉水位低下の開始時間が遅れた場合には原子炉注水開始時間が遅れるが、他の並列操作はないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p>	<p>事象進展に与える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。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>2時間後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については<u>SA低圧母線及び2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、低圧原子炉代替注水系(常設)はSA低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧原子炉代替注水系(常設)はSA低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ、原子炉注水開始を事象発生2時間後としている。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・評価結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系(常設)の準備操作が完了する。

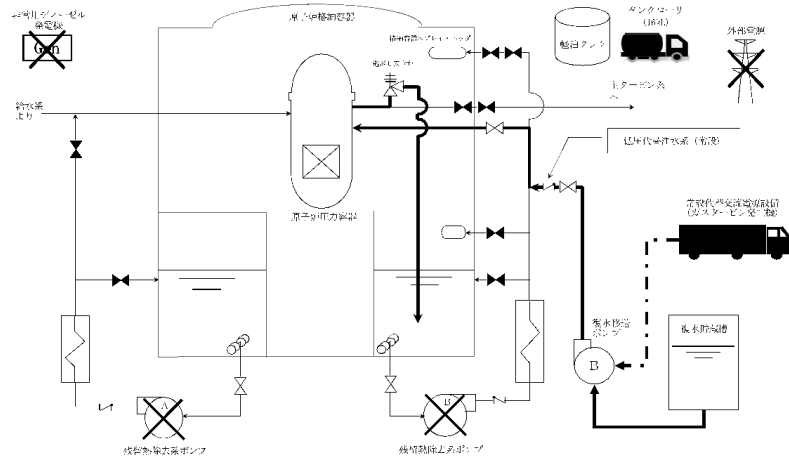
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から <u>20 時間後</u> を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</p> <p>(2) 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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から<u>約 3 時間</u>、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は<u>約 5 時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が <u>145 分</u>であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生約</p>	<p>操作条件の<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から <u>4 時間 10 分後</u> を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電並びに<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水準備操作及び原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作時間は<u>評価上の設定とほぼ同等である</u>ことから、評価項目となるパラメータに<u>与える影響は小さい</u>。</p> <p>操作条件の<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(2) 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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から<u>約 4.5 時間</u>、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>約 6.3 時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が<u>約 1.1 時間</u>であるため、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<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（原子炉停</p>	<p>操作条件の<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から <u>10 時間後</u> を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、<u>原子炉水位の低下を緩和する可能性がある</u>ことから、評価項目となるパラメータに<u>対する余裕は大きくなる</u>。</p> <p>操作条件の<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</p> <p>(2) 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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から<u>約 4.3 時間</u>、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>事象発生から約 6.1 時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が<u>事象発生から 2 時間後</u>であるため、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<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系</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、原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ、原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・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>20時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水は継続する。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</p> <p>(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までの必要な要員は</u>、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>16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>64名</u>で対処可能である。</p>	<p><u>止時冷却系</u>運転による原子炉除熱操作は、事象発生 <u>4時間10分</u>後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水は継続する。</p> <p>(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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。 (添付資料 5.2.2, 5.2.3)</p> <p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>20名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している <u>災害対策要員（初動）</u>の <u>37名</u>で対処可能である。</p>	<p>(<u>原子炉停止時冷却モード</u>)による原子炉除熱操作は、事象発生から <u>10時間</u>後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水を継続する。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</p> <p>(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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>5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>29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43名</u>で対処可能である。</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ、原子炉の除熱開始を事象発生10時間後としている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・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29名は夜間・休日</p>

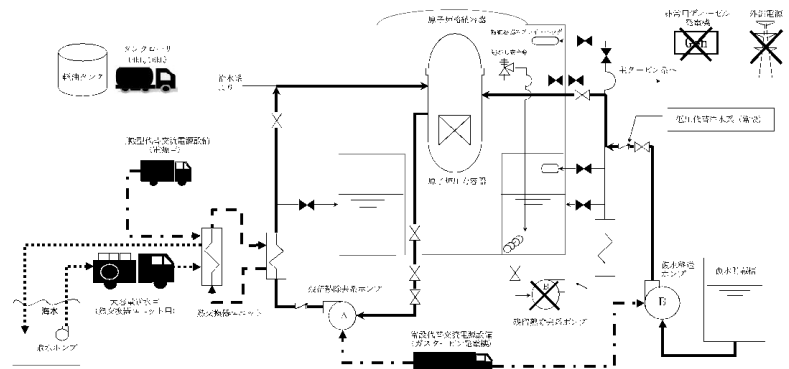
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、号炉あたり約 700m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、合計約 1,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水量を保有している。これにより、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても、注水によって復水貯蔵槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に 6 号及び 7 号炉において合計約 504kL の軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後</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「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 90m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³の水量を保有している。これにより、注水によって代替淡水貯槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、約 300m³の水が必要となる。水源として、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。また、事象発生 2 時間 30 分後以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を大量送水車により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 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p> <p><u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 12m³の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 53m³の軽油が必要となる。合計約</u></p>	<p>を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・評価結果の相違 【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> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計約613kL)</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1,594kW、7号炉で約1,560kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kW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、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>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.5)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.5)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、約3,276kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の連続定格容量は約5,520kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.6)</p>	<p>65m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、約2,406kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.5)</p>	<p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>電源設備容量の相違。</p> <p>・設備設計の相違【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

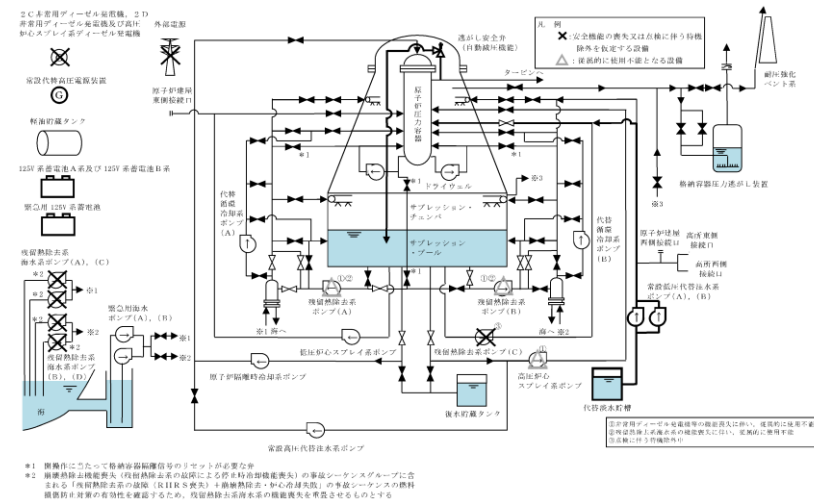
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗</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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、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>評価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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</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>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、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>評価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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</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>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失</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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、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>評価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、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>P R Aにより抽出される事故シーケンスの相違。</p>



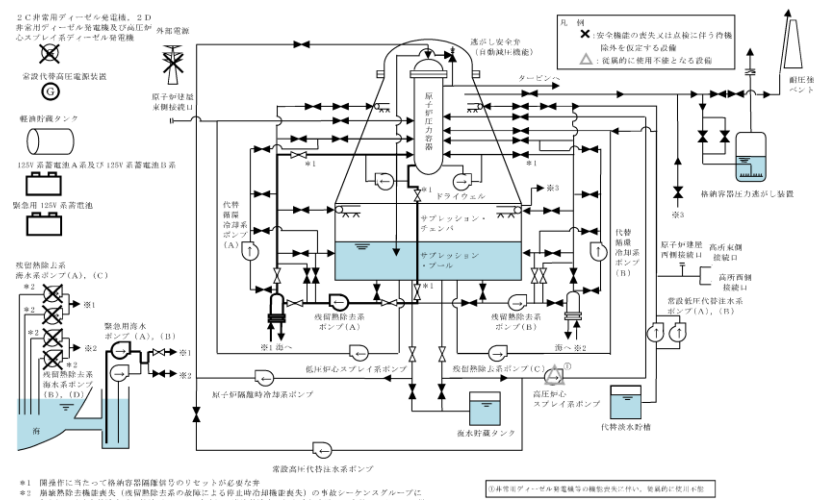
第5.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)



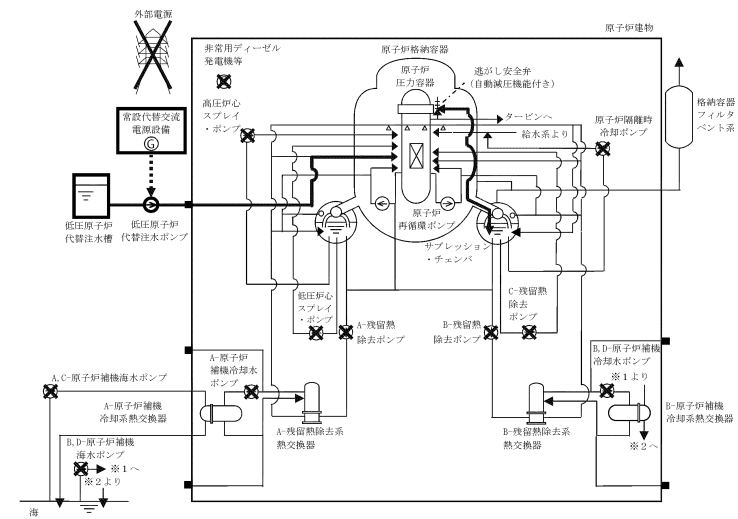
第5.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)



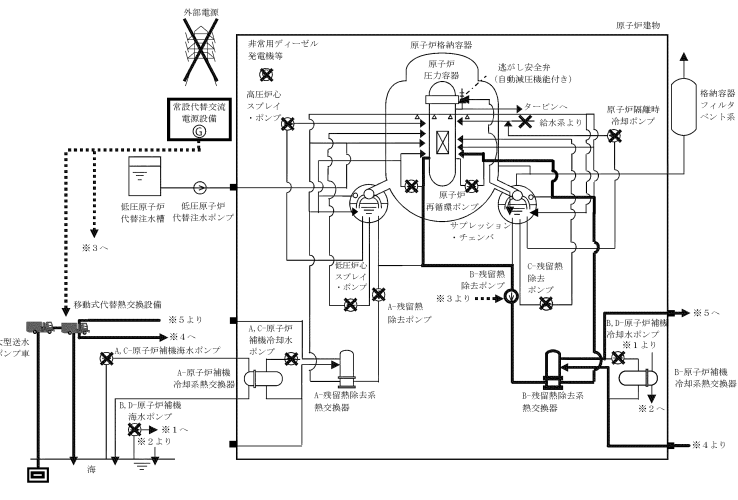
第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

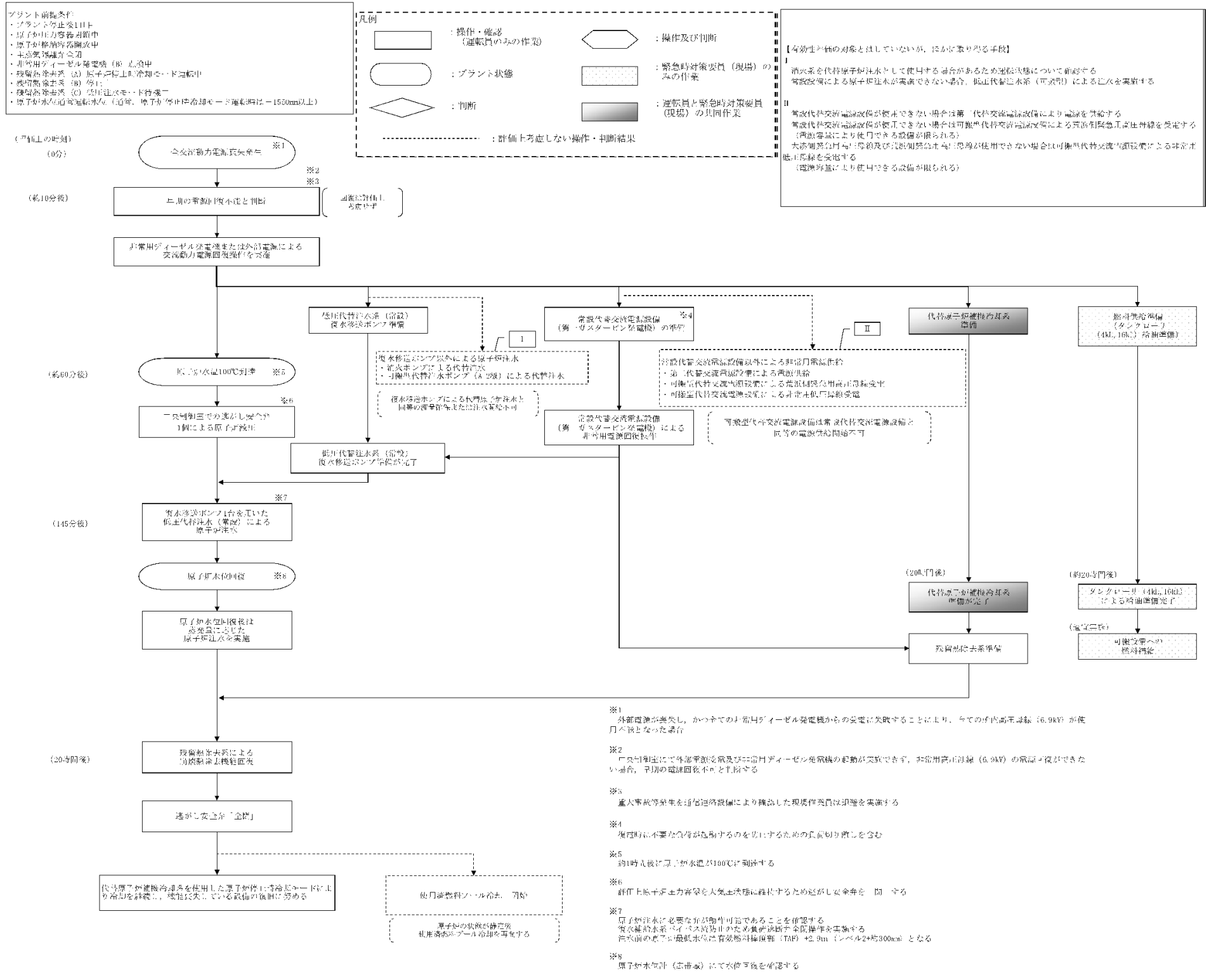


第5.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)



第5.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)

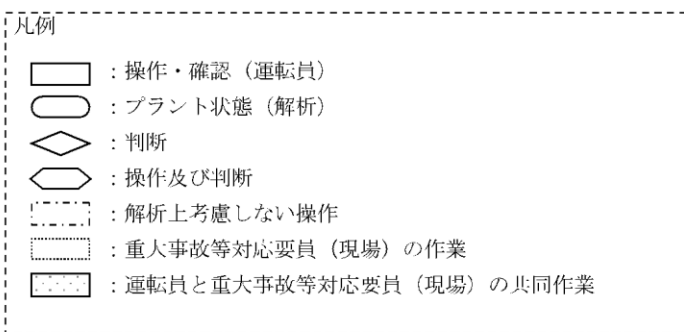
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



差異理由は、島根2号炉「5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第 5.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

プラント前提条件
 ・原子炉の運転停止 1 日目
 ・原子炉圧力容器未開放
 ・格納容器開放
 ・残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 ・残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
 ・残留熱除去系 (C) : 点検に伴い待機除外中
 ・非常用ディーゼル発電機等 : 待機中
 ・原子炉水位は通常運転水位 (セパレータスカート下端から +126cm)

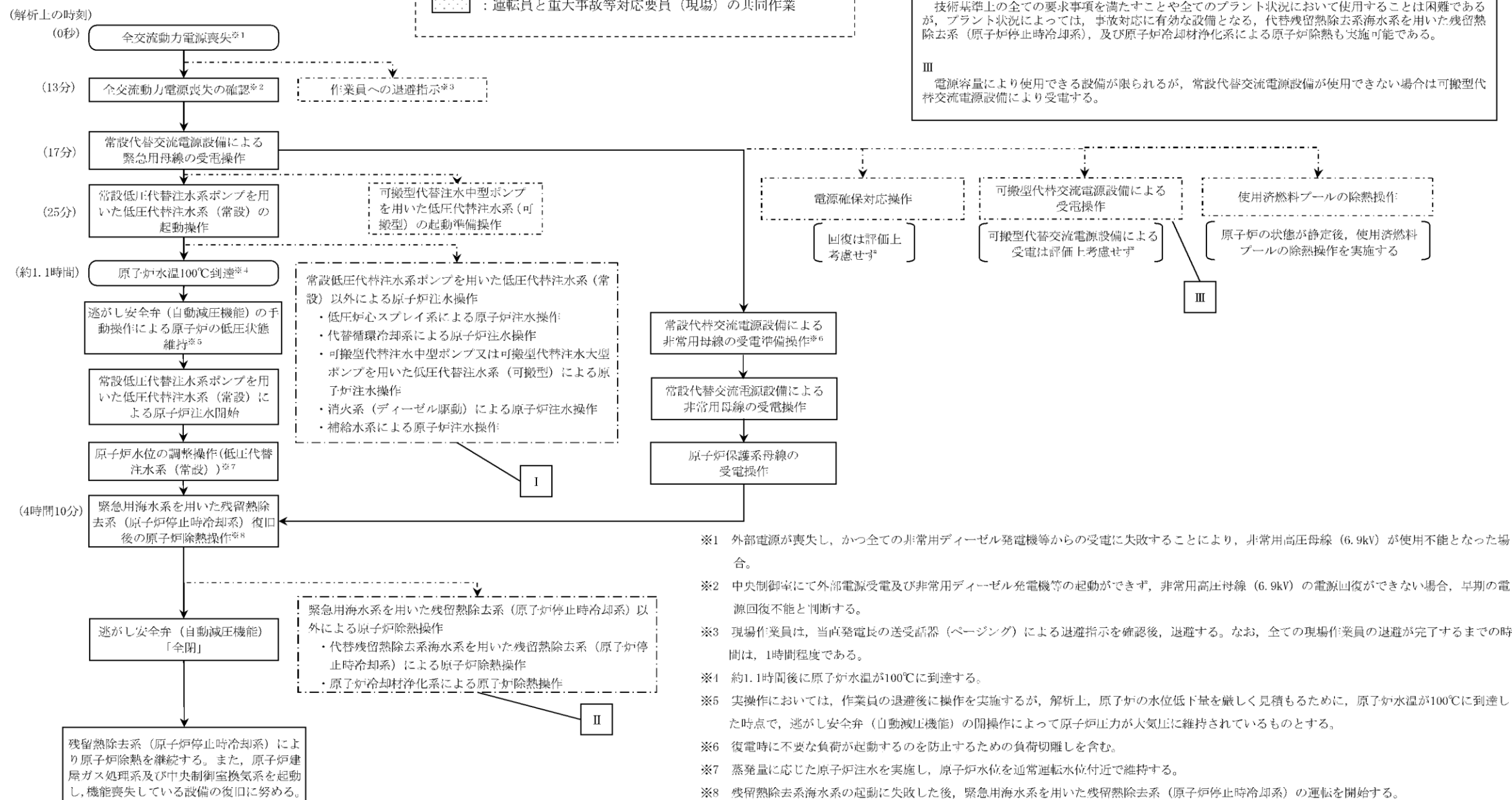


【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】

I
 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)、消火系 (ディーゼル駆動) 及び補給水系による原子炉注水も可能である。

II
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

III
 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



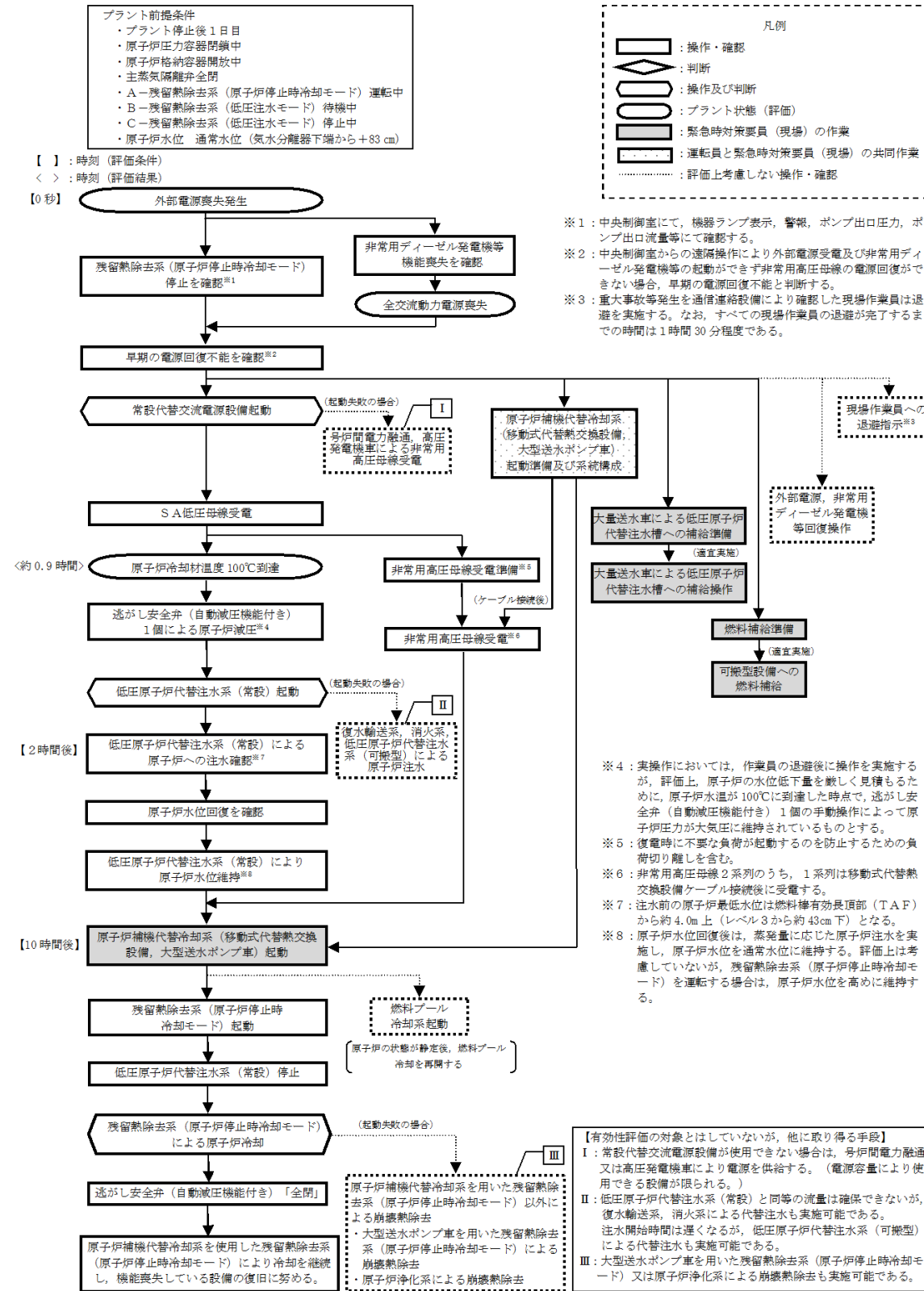
第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失の対応手順の概要

差異理由は、島根 2 号炉
 「5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

島根原子力発電所 2号炉

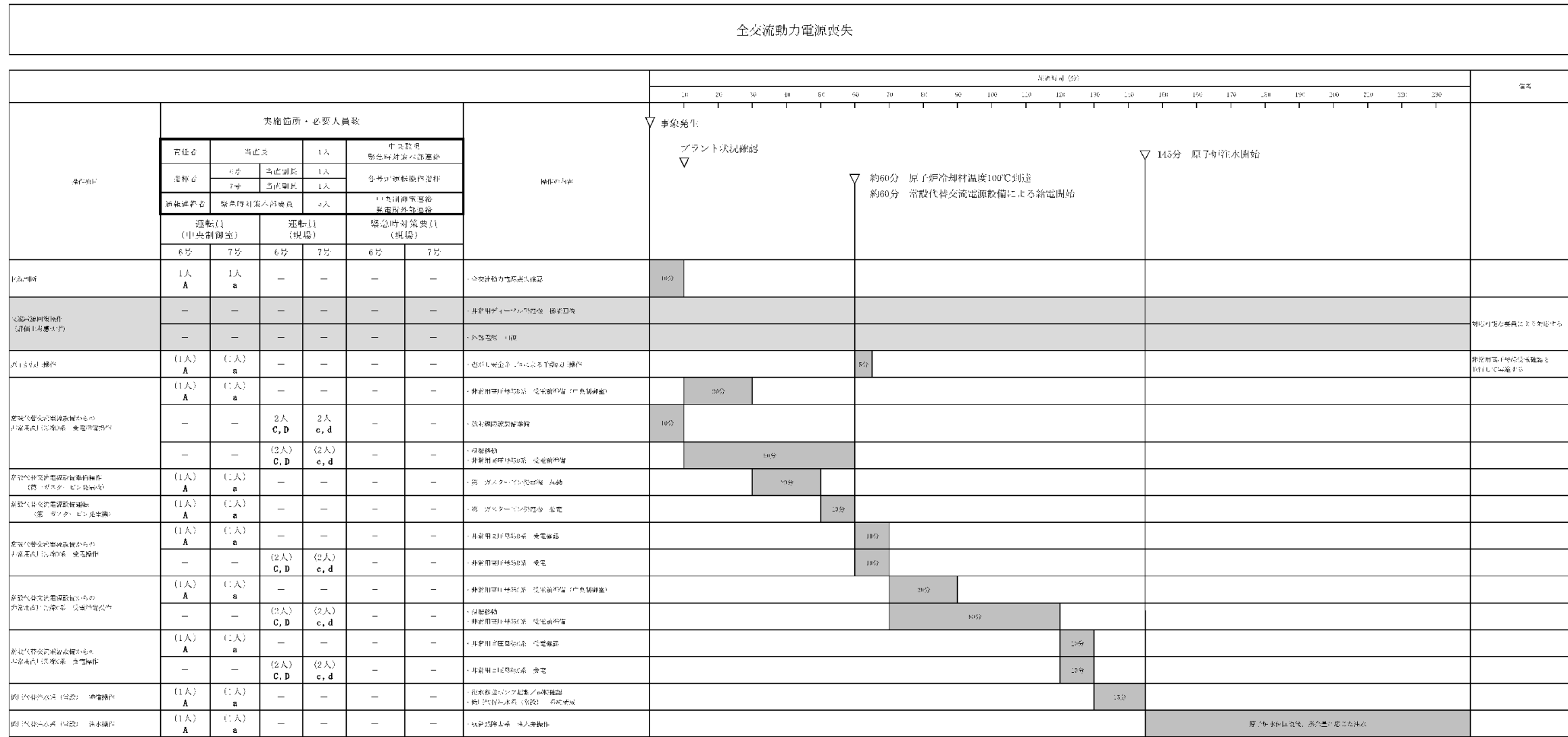
備考

- ・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
- ・設備及び運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第5.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

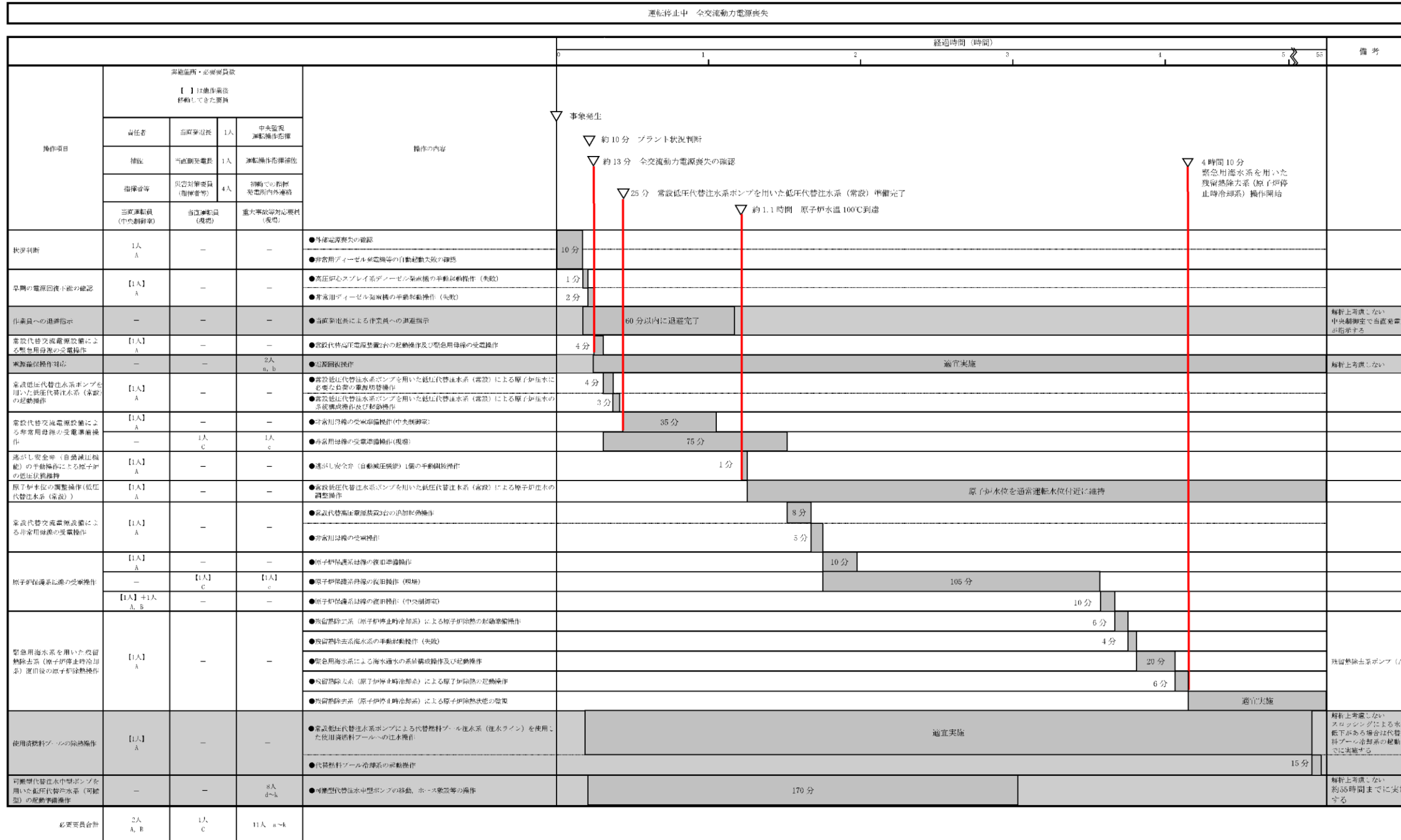
全交流動力電源喪失

作業項目	実施箇所・必要人員数				備考の内容	経過時間(95%)												備考																	
	運転員(中央制御室)		運転員(現場)			緊急時対策委員(現場)		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		19	20	21	22	23	24											
	6号	7号	6号	7号		6号	7号	20時間 崩壊熱除去機能回復																											
原子炉停止(常時) 注水操作	(1人) A	(1人) a					原子炉停止後、蒸気発生による注水																												
冷却準備	-	-	-	-	2人		10分																												
冷却作業	-	-	-	-			10分	120分																									タンクローリ(19L)搬送に応じて逐次冷却タンクから供給		
代替冷却系補給ポンプ 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	10分																												
	-	-					300分																												
	-	-			13人(参集) ※1, ※2	13人(参集) ※1, ※2	10分																												
	-	-					10時間																												
冷却準備	-	-	-	-	※1 ↓ (2人)			140分																									タンクローリ(19L)搬送に応じて逐次冷却タンクから供給		
冷却作業									注水実施																										
代替冷却系補給ポンプ 運転	-	-	-	-	※2 ↓ (3人)	※2 ↓ (3人)			逐次実施																										
冷却停止(原子炉停止時冷止モード) 確認準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-			20分																										
冷却停止(原子炉停止時冷止モード) 確認操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-			10分																										
	(1人) A	(1人) a								注水実施																									
燃料プール冷卻ポンプ処理 作業(詳細上参照)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-				60分																									
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-				30分																									燃料プール水温「10℃」以下維持要員を確保して対応する
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-				30分																									
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	2人 (その他参集26人)																														

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第5.2.4図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

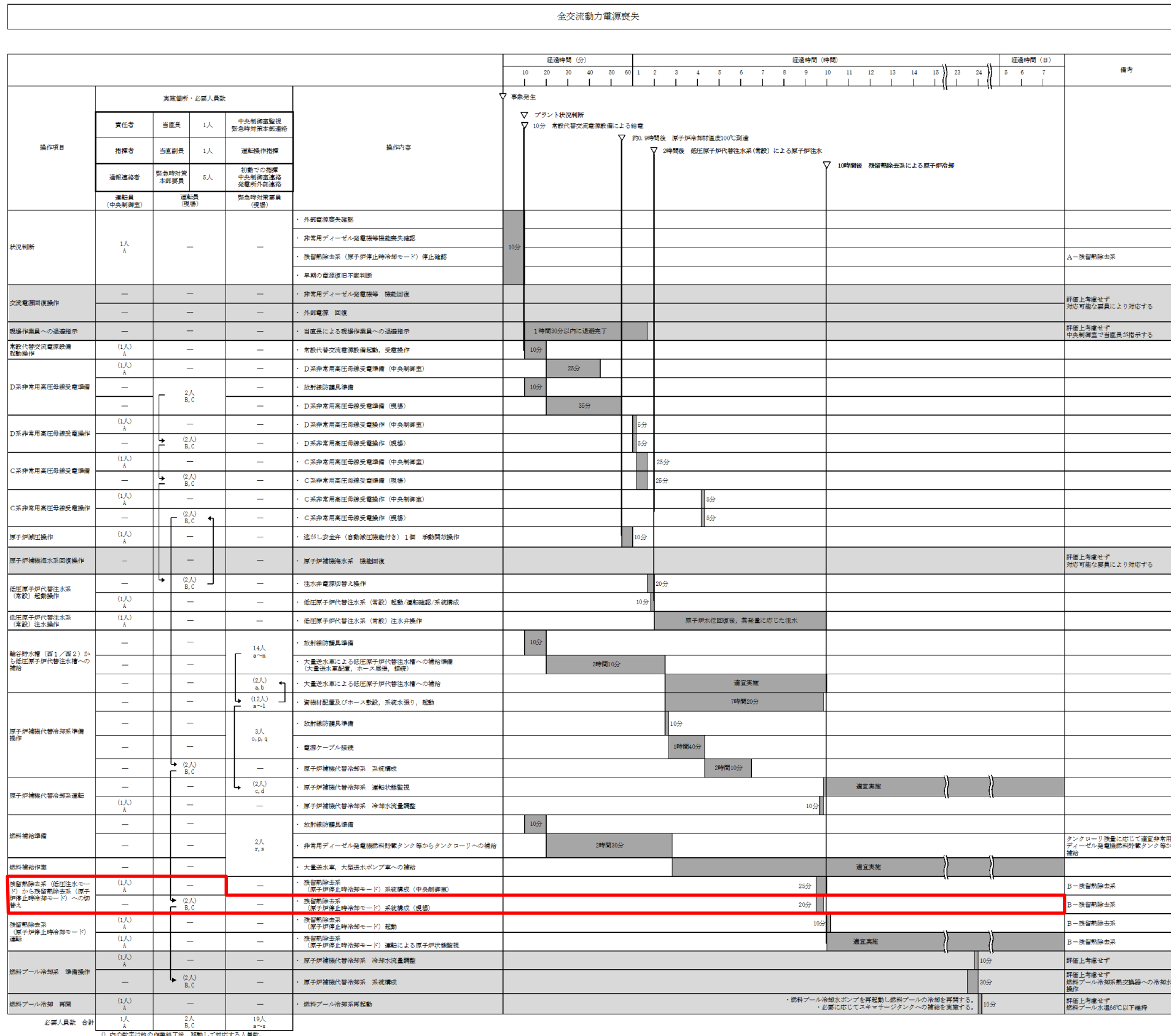
差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

島根原子力発電所 2号炉

備考



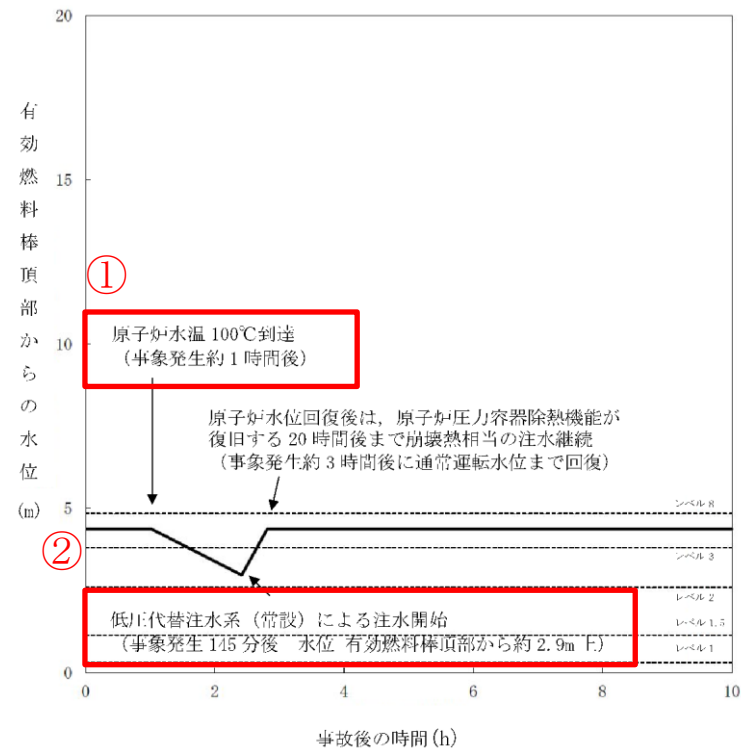
- ・評価結果の相違に基づく差異。
- ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
- ・評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認 (ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
- ・体制の相違

【東海第二】
島根2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。

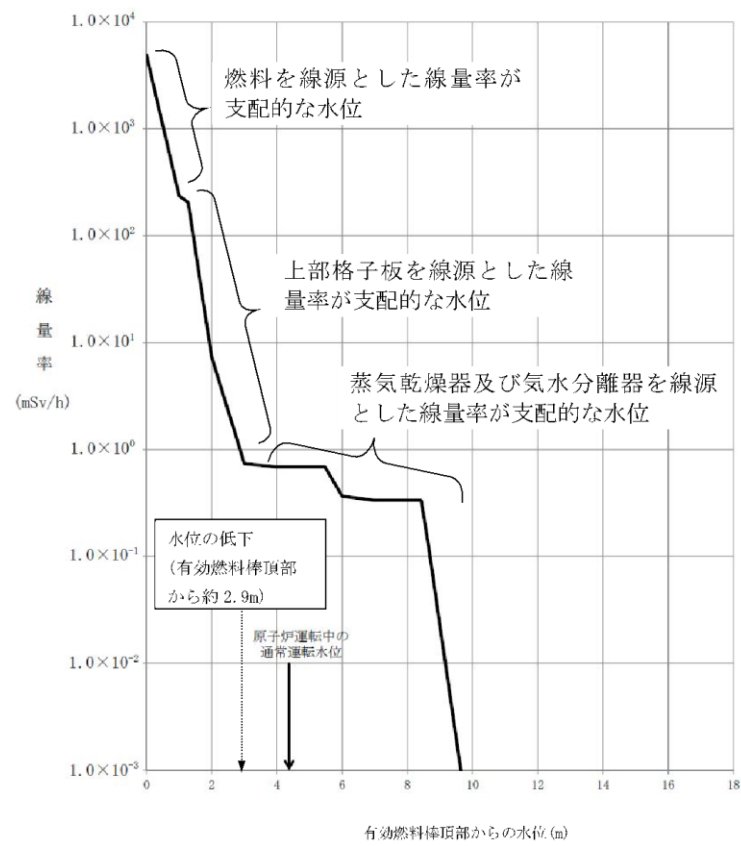
- ・記載方針の相違

【柏崎6/7, 東海第二】
①島根2号炉は、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転により炉水がサプレッション・チェンバへ流入すること等を防止するためミニマムフロー弁等の電源「切」操作を実施することを記載。

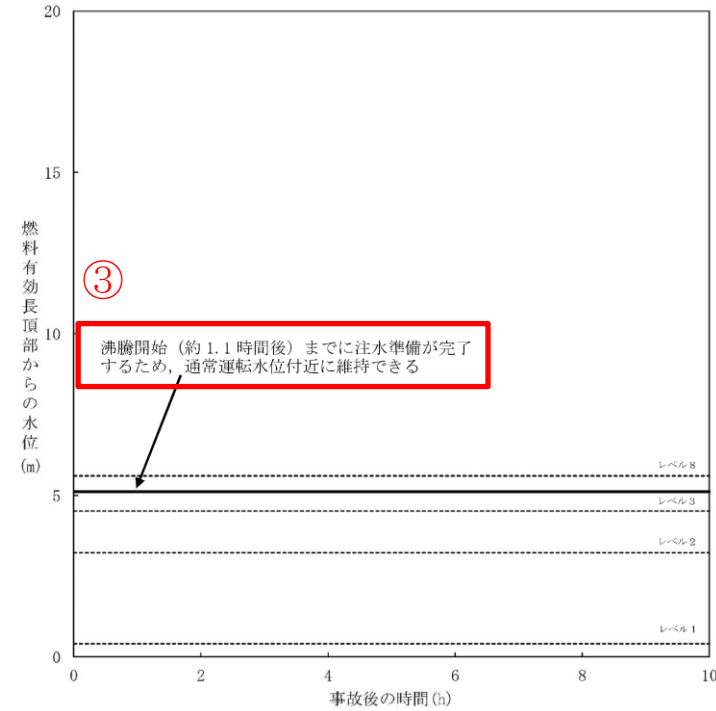
第 5.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間



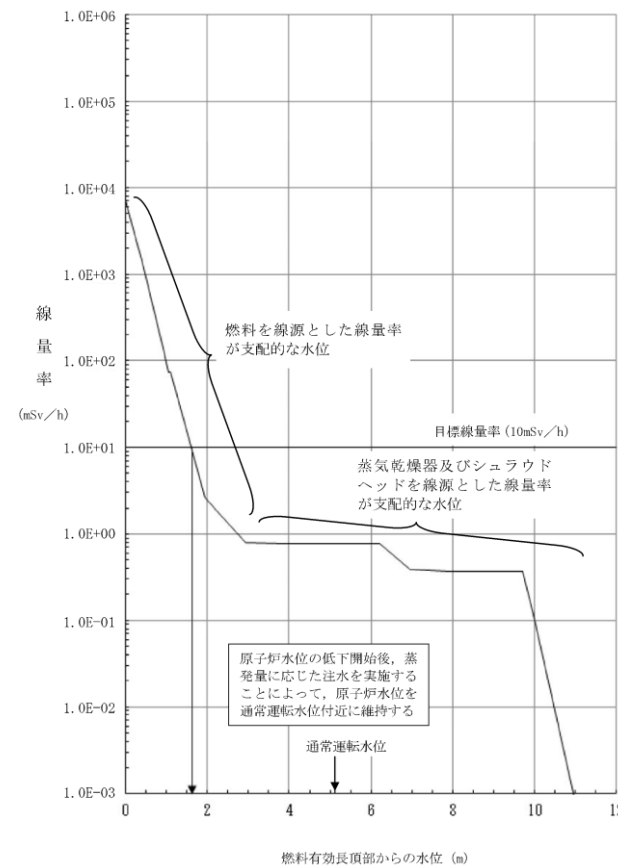
第 5.2.5 図 原子炉水位の推移



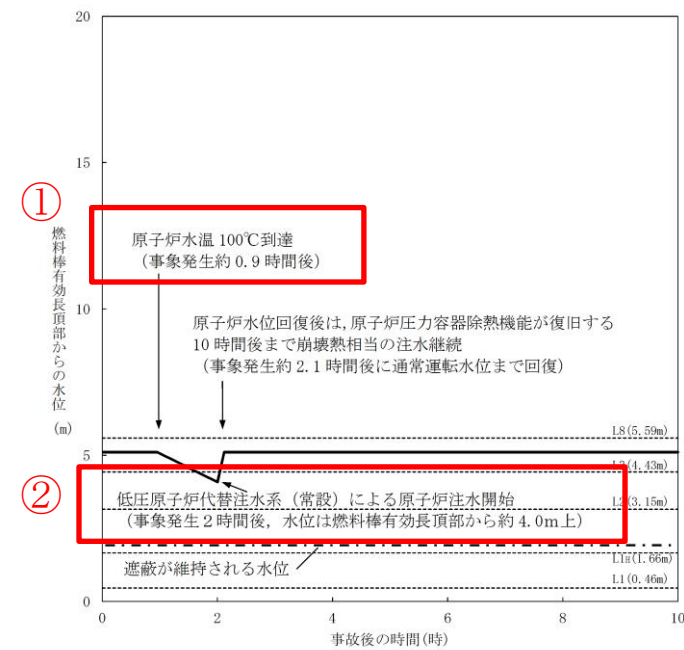
第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率



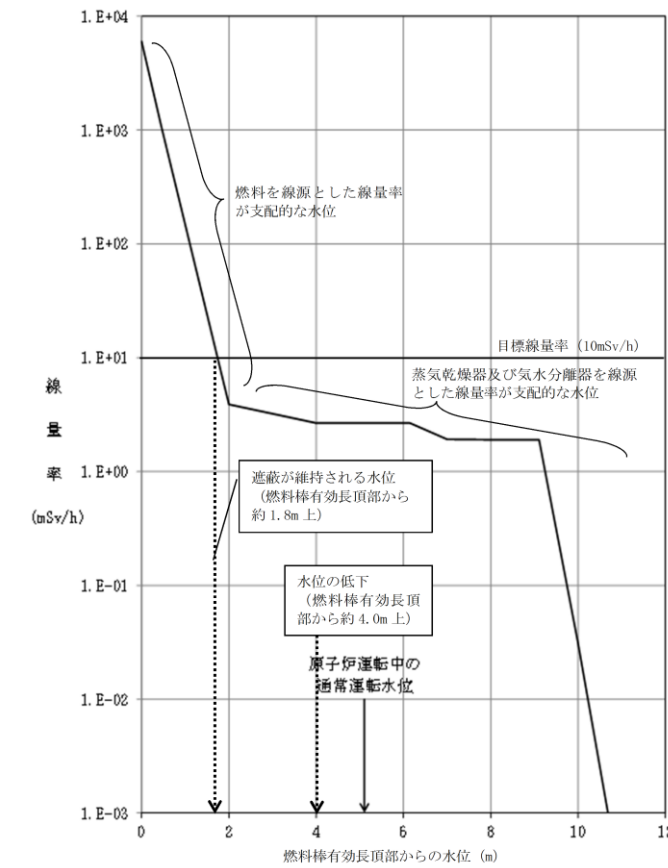
第 5.2-4 図 原子炉水位の推移



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.2.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.2.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①原子炉水温 100℃到達時間の相違。
 ②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。
【東海第二】
 ③東海第二は、沸騰開始前までに注水準備が完了するため、水位低下がなく、通常水位を維持する評価結果となっている。

・設備設計及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有劣性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内蓄電池直流電源設備	—
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁1個を開操作する。	所内蓄電池直流電源設備 逃がし安全弁	—
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉注水を開始する。	常設代替注水系電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリー (16kL)
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリー (4kL, 16kL)

① 【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	—	—	残留熱除去系系統流量*
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	中央制御室からの遠隔操作により常設代替注水系電源供給を開始する。また、常設低圧代替注水系ポンプ1台を手動起動し、原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。	常設代替注水系電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯蔵槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯蔵槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	常設代替注水系電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系ポンプ1台を起動後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を全閉とする。	常設代替注水系電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

②

第5.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	B-116V系蓄電池*	—	【残留熱除去ポンプ出口流量】*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個を開操作する。	B-116V系蓄電池* S.A用116V系蓄電池 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）*	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉圧力容器温度（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替注水系電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により低圧代替注水系ポンプを手動起動し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	常設代替注水系電源設備 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槽	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	常設代替注水系電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）*】	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリー	【残留熱除去ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】*

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

①, ②

【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

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

第5.2.2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約22.4MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定
			起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

※1 原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

第5.2-2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めめの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	② 残留熱除去系海水系を包含する条件として設定
			起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

※1 原子炉停止1日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

① ※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

第5.2.2-1表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約14.0MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基に、ANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定。また、原子炉停止1日後においては、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、原子炉水位低下の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包摂されることを考慮し、代表的に9×9燃料(A型)を設定
	原子炉水位	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	原子炉停止1日後の水位
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	② 原子炉補機冷却系機能喪失を包含する条件として設定

※1 原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

① ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①条件設定は同じだが、島根2号炉は柏崎6/7と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に10%の保守性を考慮して設定。
東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約1ヶ月を踏まえて設定。
また、島根2号炉はMOX燃料を採用していることを踏まえ、9×9燃料の代表性を示している。

【柏崎6/7, 東海第二】
②島根2号炉は、「5.1崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために、原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳している。
東海第二は、残留熱除去海水系喪失を仮定している。

第 5.2.2 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	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
	代替原子炉補機冷却系	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施すること で水位を維持するが、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却 モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去でき るため、注水が不要となる)
	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) 起動操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

第 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	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)	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備操作	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作の完了後、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) の起動操作に要する時間を考慮して設定
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了でき るため、原子炉水位が低下し始める時間を原子炉注水操作を開始する 時間に設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 復旧後の原子炉除熱操作	常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作の完了後、緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

第 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h で原子炉注水
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 15.7MW (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃において)
重大事故等対策に 関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後
	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生 10 時間後
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による原子炉除熱操作	事象発生 10 時間後

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③島根 2号炉は、低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値を設定。
 東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水流量を設定。
【東海第二】
 ④東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作が完了するため、注水準備操作と注水操作を分けて記載。
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ⑤島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ、原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。

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 style="text-align: right;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失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、原子炉安定停止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】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>停止時冷却モード</u>）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止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>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 常設代替交流電源設備により<u>緊急用母線への交流電源の供給を開始した後、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）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより、</u>炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能となる。</u> (添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（運転停止中（全交流動力電源喪失））</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失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、<u>原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</u></p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</u></p> <p>その後、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料破損防止対策により<u>原子炉安定停止状態を維持できる。</u> また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 (添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)</p>	<p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 ・設備設計の相違 【東海第二】</p>

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/2）

項目	評価条件の考え方		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件		
燃料の崩壊熱	約 22.40MW (9×9燃料 (A型)、原子炉停止1日後)	約 22.40MW (9×9燃料 (A型)、原子炉停止1日後) 約 220W以下 (長機筒)	平衡炉心燃料の平均熱中性度 330W/(t ₀ を基準)にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱とし、約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水の冷却能力の低下は緩和される。また、評価項目となるパラメータに対する影響は、注水までの時間余裕が広がることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。原子炉停止後、1日間の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
	約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)	約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)	崩壊熱として、約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)の崩壊熱を発生するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
原子炉水温	52℃	約 52℃	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
原子炉水位	通常運転水位(レベル)から110mm	通常運転水位(レベル)から110mm	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
原子炉圧力	大気圧	大気圧	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。

※1 原子炉停止直後、サイクル末期の停止時高濃縮燃料に起因した高濃縮燃料(80℃程度)などの特殊な場合を除く。ただし、原子炉水温が 80℃の場合であっても、必要な濃縮を確保できる水位まで冷却される。評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
 ※2 原子炉停止直後、サイクル末期の停止時高濃縮燃料に起因した高濃縮燃料(80℃程度)などの特殊な場合を除く。ただし、原子炉水温が 80℃の場合であっても、必要な濃縮を確保できる水位まで冷却される。評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
 ※3 添付資料 5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉燃料要素の初期損傷の抑制効果を確認した簡易計算(原子炉圧力降下抑制機能)による評価を参照。

添付資料 5.2.2

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/3）

項目	評価条件の考え方		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件		
燃料の崩壊熱	約 18.50MW (9×9燃料 (A型)、原子炉停止後1日後)	約 18.50MW (9×9燃料 (A型)、原子炉停止後1日後) 約 47℃ 約 58℃ ¹⁾ (長機筒)	平衡炉心燃料の平均熱中性度 330W/(t ₀ を基準)にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱とし、約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水の冷却能力の低下は緩和される。また、評価項目となるパラメータに対する影響は、注水までの時間余裕が広がることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。原子炉停止後、1日間の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
	約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)	約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)	崩壊熱として、約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)の崩壊熱を発生するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
原子炉水温	52℃	約 52℃	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
原子炉水位	通常運転水位(通常運転有効長頂部から約 5.1m)	通常運転水位(通常運転有効長頂部から約 5.1m)	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
原子炉圧力	大気圧	大気圧	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。

※1 過去のプラント停止後作業実施時の全測測全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実際の値を指す。

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.2.2]

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料 5.2.2

表1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について（運転停止中(全交流動力電源喪失)）（1/3）

項目	評価条件の考え方		運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件		
燃料の崩壊熱	約 14.00MW (9×9燃料 (A型)、原子炉停止1日後)	約 14.00MW (9×9燃料 (A型)、原子炉停止1日後) 約 29℃(約 46℃ ¹⁾ (長機筒)	平衡炉心燃料の平均熱中性度 330W/(t ₀ を基準)にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱とし、約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水の冷却能力の低下は緩和される。また、評価項目となるパラメータに対する影響は、注水までの時間余裕が広がることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。原子炉停止後、1日間の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
	約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)	約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)	崩壊熱として、約 5.1×10 ⁹ W (長機筒)の崩壊熱を発生するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。
原子炉水温	52℃	約 29℃(約 46℃ ¹⁾ (長機筒)	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。	最確条件とした場合は、事故後約 100℃から約 100℃の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価する。約 2.0m 上の高さにある燃料棒が崩壊熱を発生し、約 1.0m の高さから崩壊熱が伝達するものとして、運転員等操作時間による影響はない。

※1 過去のプラント停止後作業実施時の全測測全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実際の値を指す。

・相違理由は本文参照。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ	最確条件	評価条件設定の考え方	運転員等の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
初期条件	燃料の容量	約 800kL	燃料貯蔵タンクの管理下容量を設定	管理下容量として事故発生から7日間後までに必要な容量を確保しており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
重大事故等対策に關連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって外部電源を喪失するものとするものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失、残留熱除去系係水系の機能喪失	全ての非常用ディーゼルの機能喪失を想定。また、残留熱除去系係水の機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合はこれを条件として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に關連する機器条件	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	低圧代替注水系 (常設) の原子炉注水量	27m ³ /h	27m ³ /h	残留熱による蒸発熱に心した原子炉注水量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。
緊急用海水系を用いた残熱除去系 (原子炉停止時冷却) による原子炉除熱量	緊急用海水系	熱交換器1基当たり約200t/h	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去の能力を確保し、過剰な注水量を考慮しない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	炉停止時冷却系) による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約15.7MW (原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器1基当たり約200t/h (原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去の能力を確保し、過剰な注水量を考慮しない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。

表1 評価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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (3/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) 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
	評価条件	最確条件			
起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主送電設備の故障等によつて、外部電源が喪失するものとして設定	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	全交流動力電源喪失	—	すべての非常用ディーゼルの機能喪失を想定	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
安全機能の喪失に対する仮定	原子炉補機冷却系機能喪失	—	原子炉補機冷却系の機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /hで原子炉注水	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約15.7MW (原子炉冷却材温度100℃、海水温度30℃において)	熱交換器1基あたり約15.7MW (原子炉冷却材温度100℃、海水温度30℃において)	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。

表 2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (2/3)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間に与える影響
代替原子炉補機冷却系運転員操作	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後
緊急停止時	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後
緊急停止後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後

表 2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	運転員等操作時間に与える影響
代替原子炉補機冷却系運転員操作	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後	運転員 20 時間後
緊急停止時	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後
緊急停止後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後

第2表 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 (2/2)

項目	評価条件 (操作条件)		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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方				
緊急停止時	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後
緊急停止後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表 2 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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (2 / 5)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方				
緊急停止時	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後
緊急停止後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後	緊急停止後 10 時間後

表2 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（運転停止中 全交流動力電源喪失）(3/3)

項目	運転条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作時間(開始時間)	条件設定の考え方					
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去(原子炉冷却機停止)による原子炉冷却機冷却後を踏まえて設定	事故発生から20時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去による原子炉冷却機冷却後を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去(原子炉冷却機停止)による原子炉冷却機冷却後を踏まえて設定	-	-	-	プラント停止時の表から、配管の温度変化を含め約60分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約10分で操作可能であることを確認した。 想定で想定している運転操作が実施可能なことを確認した。
各機器への給油(電源車、人昇車送水車(熱交換器ユニット用)及び7号炉(各1号)、及び送電機送水車送水車(熱交換器ユニット用)への給油)について、運転時及び人昇車送水車(熱交換器ユニット用)への給油準備(取出後移動開始からタンクローリ(4tL16SL)への連結完了まで)は、所要時間140分の給油準備は、所要時間120分のところ減圧等では約111分と実施可能なことを確認した。各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。 送電機及び人昇車送水車(熱交換器ユニット用)への給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約108分のところ訓練実績等では約202分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。	事故発生から12時間後以降、調査	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や確認に必要な操作・作業を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事故発生から約12時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	有効性評価では、代替原子炉補機冷却用の電源車(6号及び7号炉、各2号)及び人昇車送水車(熱交換器ユニット用)及び7号炉(各1号)、及び送電機送水車(熱交換器ユニット用)への給油を解析している。 各機器への給油準備(取出後移動開始からタンクローリ(4tL16SL)への連結完了まで)は、所要時間140分の給油準備は、所要時間120分のところ減圧等では約111分と実施可能なことを確認した。各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。 送電機及び人昇車送水車(熱交換器ユニット用)への給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約108分のところ訓練実績等では約202分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 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（運転停止中(全交流動力電源喪失)）(3/5)

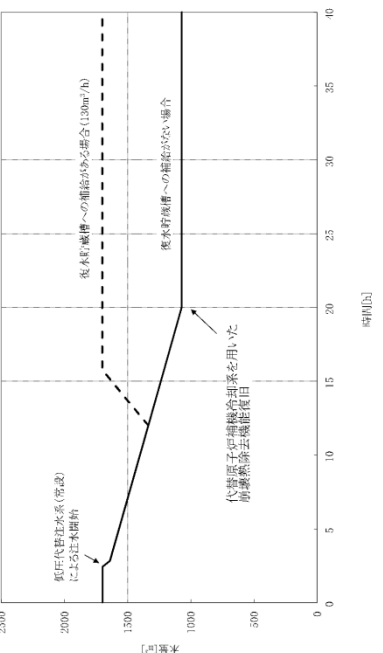
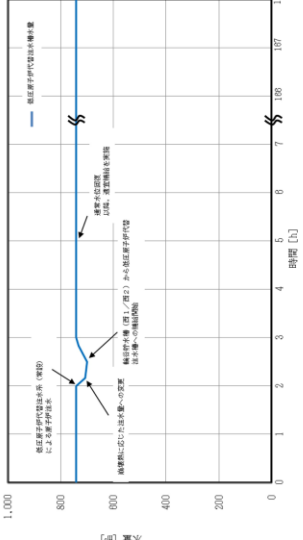
項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	事故発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	操作の不確かさ要因 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)と受電準備を行う運転員(現場)の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。 【操作の確かさ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御監視操作は、操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	-	-	-	-

表2 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
(運転停止中(全交流動力電源喪失))(4 / 5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ	操作の不確かさ原因		運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となるパ ラメータに与える 影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作 開始時間	条件設定の 考え方	運転員等操作時間 に与える影響				
原子炉補機 代替金組系 運転操作 条件	事象発生 10時間後	原子炉補機代 替金組系の準備 時間を考慮 して設定	<p>【認知】 中央制御室にて各運転電源喪失時発生用が、ユーザが過 渡期間による非正常運転状態の検出回数が増えすぎない過 剰な初期の電源回復不可と判断し、これにより原子炉 補機代替金組系の準備を開始する手順としていたた め、認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 原子炉補機代替金組系の準備操作は、中央制御室での 操作を行う運転員、現場にて非操作を行う運転員、現 場にて大型送水ポンプ車による移動式熱交換設備への 海水補給、移動式代替熱交換設備による冷却水供給の ホース搬送、接続等を行う専任の緊急時作業員（現 場）が配置されている。ホース搬送、接続等は現場に て緊急時作業員（現場）が実施することとなるが、 本操作を行う作業員は、操作が終了するまでの期間、他の 操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える 影響はない。</p> <p>【特性】 原子炉補機代替金組系に用いる大型送水ポンプ車、移 動式代替熱交換設備は車組であり、自主にて作業現場 へ移動することを想定している。何に当該設備の外部警 報が起因事象の場合に、アクセスポートの異常があっ ても、ホイールローダ等にて必要なアクセスポートを 仮復旧できる体制としており、操作開始時間に与える 影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 緊急時作業員（現場）の準備操作は、各機器の設置 作業及びポンプ・スイッチ類の操作に移動時間を含めてア クセスまで20分の作業時間を想定しているが、訓練実績を踏 まえると、より早期に準備操作が完了する見込みであ る。また、運転員（現場）の行う準備作業は、移動 作業が完了した後の準備作業の完了後の準備作業であり、移動 作業が完了した後の準備作業は、移動作業の完了後に、よっ て、操作開始時間に与える影響はない。</p>	<p>操作開始時間は評 価上の想定より車 組の移動に要する 時間を考慮し、水 車を予め準備し ていることから、 評価項目となるパ ラメータに与える 影響はない。</p>	<p>事象発生約10時 間後の操作であ るため、準備時間 が確保できるこ とから、時間余裕 がある。仮に、操 作が遅れる場合 は、低圧原子炉代 替水係（常設） による原子炉へ の注水は確保す る。</p>	<p>評価上は作業成立性 を概ね5分以内とし、 10時間後としてお ける準備作業及び操 作の準備作業（ポン プ・スイッチ類の場 所）の準備作業（約 7時間）のうち、約 30分は準備作業で あり、準備所要時 間20分は準備時 間である。また、 運転員による常 設代替熱交換設 備による常設代替 熱交換設備による 冷却水供給による 準備時間、移動式 代替熱交換設備 による冷却水供給 準備時間、緊急時 作業員（現場）の 準備時間、緊急時 作業員（現場）の 準備時間を併せて考 慮し、準備所要時 間20分は準備時 間である。また、 運転員による常 設代替熱交換設 備による冷却水 供給準備時間、 移動式代替熱交 換設備による冷 却水供給準備時 間、緊急時作業 員（現場）の備 備時間を併せて考 慮し、準備所要 時間を概ね5分 以内とする。よっ て、準備所要時 間は5分以内とす る。また、運転 員による準備作 業は、準備所要 時間を概ね5分 以内とする。よ って、準備所要 時間は5分以内 とする。</p>	

表2 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
(運転停止中(全交流動力電源喪失))(5/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	影響評価等
	評価上の操作期間	条件設定の考え方					
原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定	【他の並列操作有無】 緊急時対策要員(保身)による準備操作は、低圧注入炉代替冷却系への準備は低圧注入炉の準備完了後に実施することから、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の複雑さ】 緊急時対策要員(現場)、運転員の現場操作は、操作の慣習性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	-	-	-	-
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去(原子炉停止時停止時冷却モード)による原子炉補機代替冷却系への準備期間	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去(原子炉停止時停止時冷却モード)による原子炉補機代替冷却系への準備期間を考慮して設定	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去による原子炉停止時冷却モード運転操作は、原子炉補機代替冷却系運転操作に引き継ぎ実施する操作であり、運転操作までの時間は、事象発生から約10時間あり時間余裕がある。	運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より早い時間で完了することによる準備期間が短くなる可能性があることから、運転員等に与える影響は大きくない。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から、10時間後の操作であるため、運転員が準備できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧注入炉代替冷却系(常設)による原子炉への注水は継続する。	評価上は作業成立性を満たす事象発生から10時間後としており、系統構成及びポンプの起動は、所定時間35分以内で完了する。また、準備期間から、約19分で操作可能である見込みを得ている。運転員が準備期間を短縮することを選択し、準備期間を短縮することを選択した。
低圧注入炉代替冷却系への準備期間	事象発生2時間30分後	低圧注入炉代替冷却系への準備期間を考慮して設定	評価上は作業成立性を満たす事象発生から2時間30分後としており、このうち、備蓄貯水層から低圧注入炉代替冷却系への準備期間は、所定時間2時間10分以内である。このうち、約1時間41分である。想定で実施している運転操作が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>7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>○水源※ 復水貯蔵槽水量：約1,700m³ 淡水貯水池：約18,000m³</p> <p>○水使用パターン ① 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 最大流量150m³/hで事象発生145分後以降に運転する。 原子炉水位が通常水位まで回復後、水位を維持出来るよう崩壊熱に相当する水量(最大33m³/h)の原子炉注水を実施する。</p> <p>○水源評価結果 事象発生145分後から原子炉水位が回復する事象発生約169分後までは150m³/hで原子炉注水を行い、その後、約33m³/hで原子炉注水を実施する。事象発生約20時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により、原子炉注水が不要になるまでに合計約700m³の水量が必要となるが、復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。 (150m³/h × ((169min-145min)÷60) + 33m³/h × (20h - (169min÷60)) ≈ 700m³)</p> <p>※ 停止直後を想定しているため、運転中と同様の管理水量を示す。 停止時においてウェル水張りなどに使用する際、運転中の管理水量より初期水位を低くすることも考えられるが、その場合であっても必要な保有水以上(約700m³)の淡水は確保するため、対応可能である。</p>  <p>添付資料 5.2.3</p>	<p>添付資料 5.2.4</p> <p><u>7日間における水源の対応について</u> <u>(運転停止中 全交流動力電源喪失)</u></p> <p>1. 水源に関する評価 ① 淡水源(有効水量) ・代替淡水貯槽：約4,300m³</p> <p>2. 水使用パターン ① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生約1.1時間後、崩壊熱に相当する流量で、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作を実施する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転による原子炉注水が開始される事象発生後4時間10分後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止する。</p> <p>3. 時間評価 原子炉注水によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。 事象発生後4時間10分までに残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開し、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停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。 この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約90m³である。</p> <p>4. 水源評価結果 時間評価の結果から、7日間の対応において合計約90m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計約4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 5.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</u></p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水貯槽：約740m³ 輪谷貯水貯槽(西1/西2)※：約7,000m³(約3,500m³×2) ※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源(措置)</p> <p>○水使用パターン ① 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生2時間後から、原子炉水位回復まで最大流量(200m³/h)で注水する。原子炉水位回復後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ② 輪谷貯水貯槽(西1/西2)から低圧原子炉代替注水貯槽への移送 事象発生2時間30分後から大量送水車を用いて120m³/hで低圧原子炉代替注水貯槽へ移送する。</p> <p>○時間評価(右上図) 事象発生後から2時間後から低圧原子炉代替注水貯槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水貯槽水量は減少する。 事象発生2時間30分後から低圧原子炉代替注水貯槽への補給を開始するため低圧原子炉代替注水貯槽水量は回復する。事象発生後約10時間後から、残留熱除去系の運転を開始し、以降は安定して冷却することができる。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から低圧原子炉代替注水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、約300m³必要となる。低圧原子炉代替注水貯槽に約740m³及び輪谷貯水貯槽(西1/西2)に約7,000m³の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p> 	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

添付資料 5.2.4

7 日間における燃料の対応 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

プラント状況：1～7号炉停止中。
 事象：6号及び7号炉は全交流動力電源喪失を想定する。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置等、プラントに関連しない設備は対象とせず。

炉号	時系列		合計	判定
	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の軽油消費量		
7号炉	代替(代替交流電源装置) 3台起動。 1,000kWh/24h×7日×3台=84,000kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 110kWh/24h×7日×2台=36,960kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 110kWh/24h×7日×2台=36,960kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約650kL	6,7号炉軽油タンク各約1,020kL(空立)及びガスタービン発電機燃料タンク約1,020kLの容量(合計)約2,040kLであり、7日間対応可能。	
6号炉	代替(代替交流電源装置) 3台起動。 1,000kWh/24h×7日×3台=84,000kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 110kWh/24h×7日×2台=36,960kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 110kWh/24h×7日×2台=36,960kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約650kL	1号炉軽油タンク容量は約850kL(空立)であり、7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は約850kL(空立)であり、7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は約850kL(空立)であり、7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は約850kL(空立)であり、7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は約850kL(空立)であり、7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機燃料タンクの総容量(合計)は約2,040kLであり、7日間対応可能。	
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約650kL		
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約650kL		
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約650kL		
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約650kL		
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 事象発生直後から事象発生後7日間 約2 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=681,344kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の軽油消費量 約650kL		
その他	5号炉原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 451kWh/24h×7日=7,860kWh 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) 9kWh/24h×7日×3台=1,596kWh	7日間の軽油消費量 約130kL		

※1 事故収束に必要な非常設代替交流電源装置は2台であるが、保守的に非常設代替交流電源装置3台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常設代替交流電源装置は1台であるが、保守的に非常設代替交流電源装置2台を起動させて評価した。
 ※3 保守規定に基づき消費量。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料 5.2.5

7日間における燃料の対応について
 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

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

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 5台 (運転台数) = 約 352.8kL	7日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) = 約 70.0kL	7日間の軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

添付資料 5.2.4

7日間における燃料の対応について
 (運転停止中 (全交流動力電源喪失))

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

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 0.0677m³/h×24h×7日×1台=11.3736m³	7日間の軽油消費量 約 65m³	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
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m³/h×24h×7日×1台=52.08m³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の軽油消費量 約 352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の軽油消費量 約 8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約 45m³であり、7日間対応可能

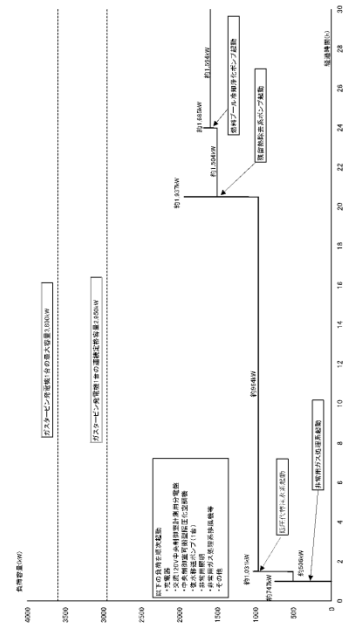
・設備設計の相違
 【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

<6号炉>

6号炉	
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
依水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(起動時)	540kW
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	90kW
非常用ガス処理系排風機等*	約37kW
その他必要な設備	約103kW
合計(連続最大容量)	約366kW
合計(運転最大容量)	約1594kW
合計(最大容量)	約1937kW



※非常用ガス処理系風分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)

添付資料 5. 2. 5

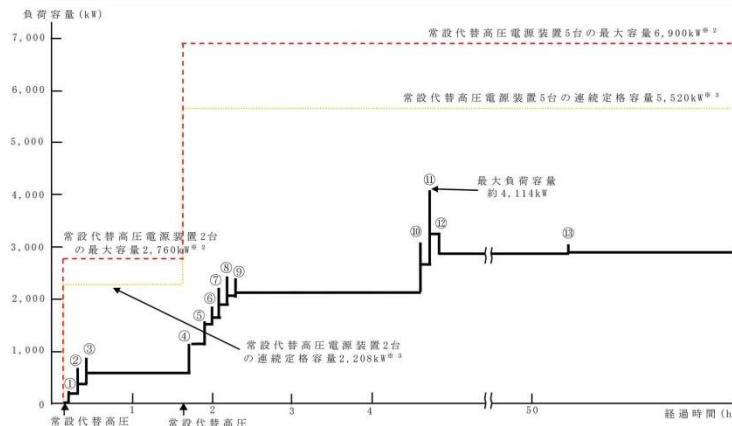
東海第二発電所 (2018. 9. 12版)

添付資料 5. 2. 6

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

主要負荷リスト 【電源設備:常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷*	約120 約97	約245	約217
②	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	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明** ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷** ・その他不要な負荷**	約79 約108 約134 約14 約234	約1,179	約1,166
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明** ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他必要な負荷**	約60 約86 約134 約135	約1,586	約1,581
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95	約1,875	約1,687
⑦	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,264	約1,923
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,477	約2,085
⑨	原子炉保護系電源装置2A 原子炉保護系電源装置2B	約45 約45	約2,409	約2,175
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約3,157	約2,689
⑪	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,114	約3,276
⑫	停止負荷	約-380	-	約2,896
⑬	常設低圧代替注水系ポンプ2台 代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約3,005	約2,926



※1 常設低圧代替注水系ポンプ1台でも別機熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
※2 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)
※3 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)
※4 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加駆動する
※5 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

島根原子力発電所 2号炉

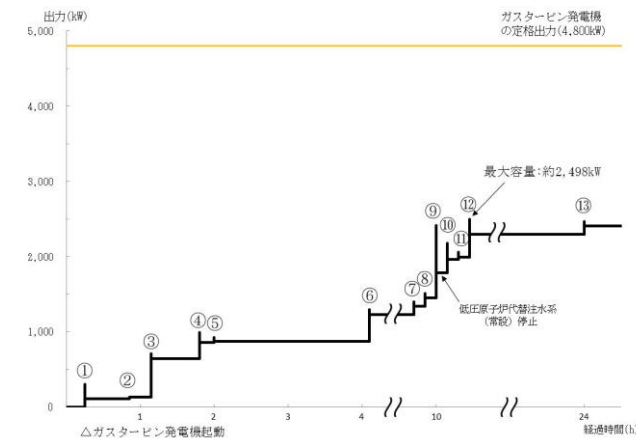
添付資料 5. 2. 5

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中(全交流動力電源喪失))

主要負荷リスト

電源設備: ガスタービン発電機 定格出力: 4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111
②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129
③	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他(D系高圧母線自動投入負荷)	約518	約713	約647
④	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約989	約857
⑤	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約927	約872
⑥	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他(C系高圧母線自動投入負荷)	約359	約1,293	約1,231
⑦	A-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,401	約1,341
⑧	B-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,511	約1,451
⑨	B-残留熱除去ポンプ	約560	約2,415	約1,786
⑩	B-中央制御室送風機	約180	約2,181	約1,966
⑪	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約2,058	約1,996
⑫	B-中央制御室冷凍機	約300	約2,498	約2,296
⑬	B-燃料プール冷却水ポンプ	約110	約2,471	約2,406



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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

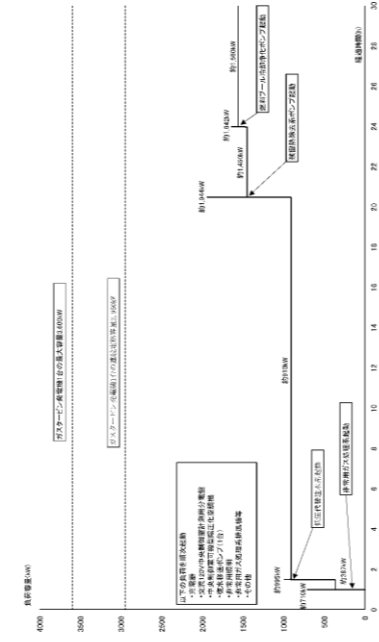
常設代替交流電源設備の負荷 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

<7号炉>

7号炉	
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A、B	約6kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型備圧化空調機	8kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(稼働時)	540kW (1034kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約20kW
その他必要な設備	約116kW
その他不要な設備	約321kW
合計(運転従大容量) (従大容量)	約1560kW (約1944kW)

*非常用ガス処理系漏分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

負荷積算イメージ



添付資料 5.2.5

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.3 原子炉冷却材の流出]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>原子炉冷却材流出 (CRD 点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、②「<u>原子炉冷却材流出 (LPRM 点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、③「<u>原子炉冷却材流出 (RIP 点検時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、④「<u>原子炉冷却材流出 (CUW ブロー時の操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」及び⑤「<u>原子炉冷却材流出 (RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、<u>崩壊熱除去機能が喪失</u>することを想定する。このため、<u>原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少</u>することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p>	<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>原子炉冷却材の流出 (RHR 系統切替時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」、②「<u>原子炉冷却材の流出 (CUW ブロー時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」、③「<u>原子炉冷却材の流出 (CRD 点検時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」及び④「<u>原子炉冷却材の流出 (LPRM 点検時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p>	<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>原子炉冷却材の流出 (残留熱除去系切替時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」、「<u>原子炉冷却材の流出 (原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」、「<u>原子炉冷却材の流出 (制御棒駆動機構点検時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」及び「<u>原子炉冷却材の流出 (局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、<u>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生</u>することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「RIP 点検時の作業誤り」は A B W R 特有の事象。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 A B W R は R H R の吸い込み配管が燃料棒有効長頂部よりも上にあるため、吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し、以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下が加わる。島根 2号炉は B W R - 5 であり、R H R 吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されるこ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料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、運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1 図及び第5.3.2 図に、手順の概要を第5.3.3 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5.3.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計14名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（<u>6号及び7号炉兼任</u>）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第5.3.4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>14名</u>で対処可能である。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料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、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3-1 図に、手順の概要を第5.3-2 図に示すとともに、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5.3-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員（初動）9名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名</u>及び運転操作対応を行う<u>当直運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.3-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>9名</u>で対処可能である。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料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、<u>運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1-1(1)図及び第5.3.1-1(2)図に、手順の概要を第5.3.1-2 図に示すとともに、<u>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5.3.1-1表に示す。</u></p> <p>本事故シーケンスグループにおける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10名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長1名、当直副長1名</u>、運転操作対応を行う<u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第5.3.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>10名</u>で対処可能である。</p>	<p>とから、評価条件が異なる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。 ・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10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。<u>原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合、原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>である。</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p> <p>隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>である。</p>	<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）</u>である。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。<u>なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出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>等である。</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p> <p>隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止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>等である。</p>	<p>違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉はBWR-5であり、RHR吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出を優先的に確認する計器を記載している。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後、原子炉注水を実施する。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出停止を優先的に確認する計器を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転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>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>5.3.2 燃料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、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「<u>原子炉冷却材流出（RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り）+崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である*1。</p> <p>残留熱除去系は通常、<u>3 系統あるうち1 系統又は2 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>有効燃料棒頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>2 時間以上</u>の時間余裕*2があり、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>b. 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</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、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>5.3.2 燃料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、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から、「<u>原子炉冷却材の流出（RHR 系統切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である*1。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）は通常、<u>2 系統あるうち1 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>RHR 系統切替時のLOCA</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>燃料有効長頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>約3.5 時間</u>の時間余裕*2があり、かつ、<u>原子炉水位（広帯域）</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転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>残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>5.3.2 燃料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うえ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、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「<u>原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）+流出隔離・炉心冷却失敗</u>」である*1。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）は通常、<u>2 系統あるうち1 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>残留熱除去系切替時の冷却材流出</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>燃料棒有効長頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>約1.3時間</u>の時間余裕*2があり、かつ、<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 残留熱除去系の系統（熱交換器の数）の相違。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する</u>。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価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>※1 <u>RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い</u> (付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び 7号炉確率論的リスク評価(PRA)について 添付資料 3.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p> <p>※2 <u>流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間 (停止 1 日後の崩壊熱を想定)</u> (添付資料 5.3.1, 5.3.2)</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評価条件を第 5.3.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。<u>また、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため、有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。</u></p>	<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する</u>。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価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>※1 <u>RHR 系統切替え時の LOCA は他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。</u></p> <p>※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から<u>燃料有効長頂部まで低下するまでの時間</u> (添付資料 5.3.1, 5.3.2)</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評価条件を第 5.3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては<u>原子炉水位 (広帯域)</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。</p>	<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料棒有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する</u>。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価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>※1 <u>残留熱除去系切替え時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (付録 1 別添 島根原子力発電所 2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</u></p> <p>※2 <u>原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで低下するまでの時間</u> (添付資料 5.3.1, 5.3.2)</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評価条件を第 5.3.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え、流出量が多いことも踏まえ、「残留熱除去系切替え時の冷却材流出」を選定している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、BWR-5 であり、RHR 吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は BWR-</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、<u>使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。</u>また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、<u>残留熱除去系の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>ミニマムフロー弁の開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 87m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 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によって給電を行うものとする。</p>	<p>(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、<u>使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。</u>また、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>系統構成の際、残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 47m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から<u>約 3.7 時間</u>と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <u>外部電源はあるものとする。</u> <u>外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することとなる。このため、原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう、外部電源はあるものとする。</u></p>	<p>(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>ミニマムフロー弁の開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 94m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から<u>5時間以上</u>と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <u>外部電源は使用できないものと仮定する。</u> <u>外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</u></p>	<p>5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、人的過誤を仮定するため、全閉すべきミニマムフロー弁を全開のままとしてを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根2号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は <u>954m³/h</u> とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.2)</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>） 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水流量は <u>1,605m³/h</u> とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3-5 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から約 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、<u>漏えい箇所の隔離操作を行い、運転中の残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷</u></p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>） 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水流量は <u>1,136m³/h</u> とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</u></p> <p>なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.2)</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3.2-1図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.2-2図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、<u>残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。</u></p> <p>その後は、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。</u></p>	<p>器隔離弁の閉弁は発生しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としており、有効燃料棒頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.3.5図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約15m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約3.0m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。</p> <p>また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p>	<p>却系)に切り替えて原子炉除熱を行う。</p> <p>線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6階の床付近としており、燃料有効長頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.3-4図に示すとおり、燃料有効長頂部の約15m上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3-5図に示すとおり、必要な遮蔽[※]が維持できる水位である燃料有効長頂部の約2.6m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6階の床付近としている。</p> <p>また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されており、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間及び作業員の退避は2.2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも22mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。</p>	<p>線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としており、燃料棒有効長頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は第5.3.2-1図に示すとおり、燃料棒有効長頂部の約15m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3.2-2図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である燃料棒有効長頂部の約2.5m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としている。</p> <p>また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも20mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【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】 島根2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約3.0m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.6, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)により、水位を回復させ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、待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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5.3.2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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目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られとさ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><u>初期条件の原子炉水温は評価条件の52℃に対して最確条件は約37℃～約48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.6m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料5.1.5, 5.3.1, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水系)により、水位を回復させ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、待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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5.3-2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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目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られとさ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>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約2.5m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.6, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)により、水位を回復させ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>原子炉冷却材流出の停止操作及び待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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5.3.2-1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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目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られとさ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>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施しており、不確かさの影響を確認する。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること、また崩壊熱除去機能喪失を仮定</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>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする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>初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉水温について、評価条件の52℃に対して</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、<u>原子炉水位(広帯域)</u>による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、<u>原子炉注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、<u>また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、</u>運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は長くなるが、<u>原子炉冷却材流出の停止及び注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、<u>原子炉冷却材流出の停止及び注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>した場合も、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。</p> <p>・評価方針の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>最確条件は約 37℃～約 48℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから、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>初期条件の原子炉水位及び原子炉压力容器の状態について、評価条件の原子炉压力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉压力容器の未開放時は、原子炉压力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間 (約 1 時間) は認知の時間に比べて十分長い。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部まで低下する時間 (停止 1 日後) は 2 時間以上と長く</u>、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期条件の原子炉水位及び原子炉压力容器の状態について、評価条件の原子炉压力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待できず、また<u>原子炉水位 (広帯域) の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。</u>一方、原子炉压力容器の未開放時は、原子炉压力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、<u>原子炉水位 (広帯域) による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間 (約 2.3 時間) は認知の時間に比べて十分長い。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く</u>、認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期条件の原子炉水位及び原子炉压力容器の状態について、評価条件の原子炉压力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待できず、また<u>原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。</u>一方、原子炉压力容器の未開放時は、原子炉压力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、<u>原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間 (事象発生から約 50 分) までの認知が可能である。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり</u>、認知後すぐに<u>隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため</u>、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータ</p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は BWR-5 であり、RHR 吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること、また崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から 5 時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。</p> <p>・評価結果の相違 【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>

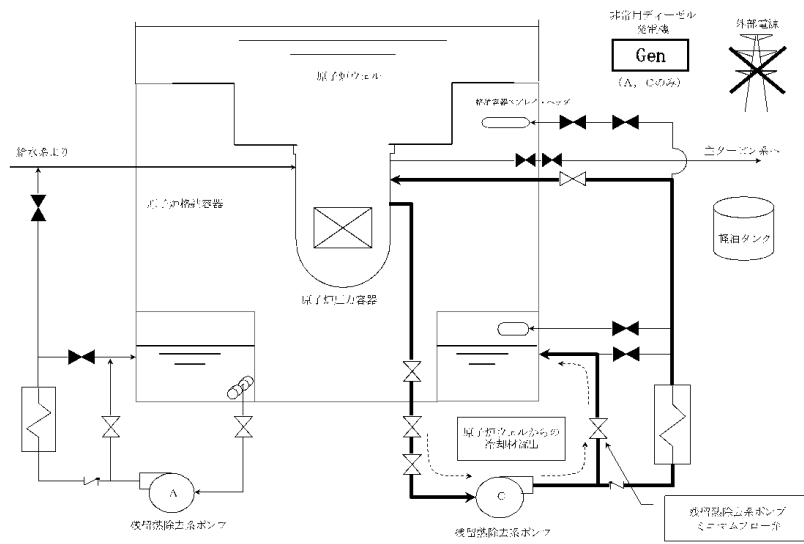
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、事象発生から2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知を考慮し、事象発生から約2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から約2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、事象発生から2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</p> <p>(2) 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>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 <u>13 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 <u>13 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 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>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 <u>20 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり、事故を認知して漏えい箇所の隔離が完了し、原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.3.4)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p>

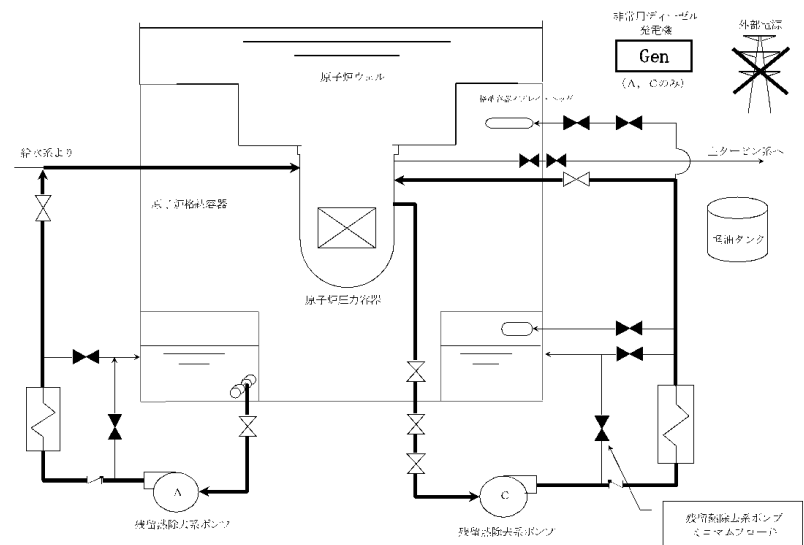
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>いても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の64名で対処可能である。</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「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転</u></p>	<p>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>(添付資料 5.3.4)</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>9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37名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。</u></p>	<p>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>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>10名</u>である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の43名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし、<u>循環することから</u>、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、<u>保守的に事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【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>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。(6 号及び 7 号炉合計約 1, 519kL)</p> <p>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1, 020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2, 040kL) の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 5. 3. 5)</p> <p>c. 電源</p> <p>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によって給電を行うものとする。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。</p> <p>また、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・ポスト用発電機についても、必要負荷に対し</p>	<p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シナシスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。</u></p>	<p><u>電機等による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8 m³ の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³ の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 5. 3. 5)</p> <p>c. 電源</p> <p>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は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。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機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>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【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、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p>

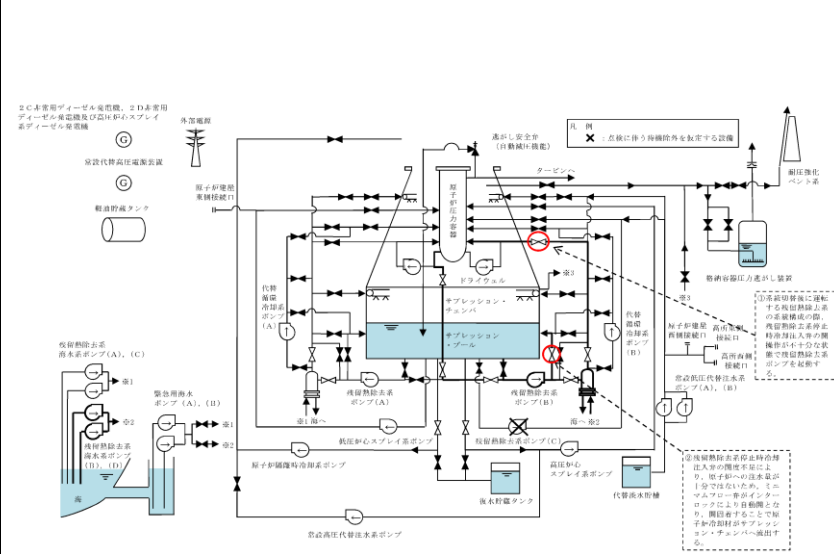
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ての電源供給が可能である。</p> <p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>残留熱除去系の系統切替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故</u>」について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>から、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>評価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にて確保可能である。</u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>から、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>評価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>災害対策要員にて確保可能である。</u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）+流出隔離・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料棒有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>から、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>評価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にて確保可能である。</u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>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>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>



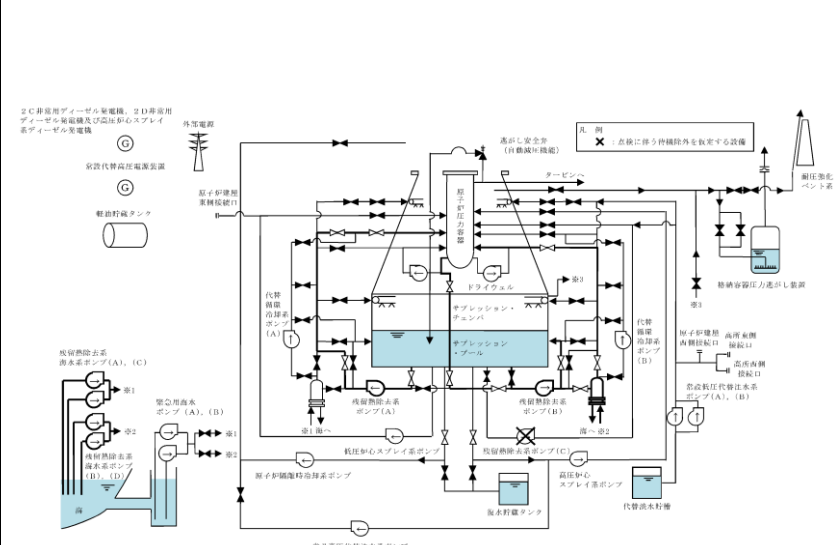
第5.3.1 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉停止時冷却系統構成失敗)



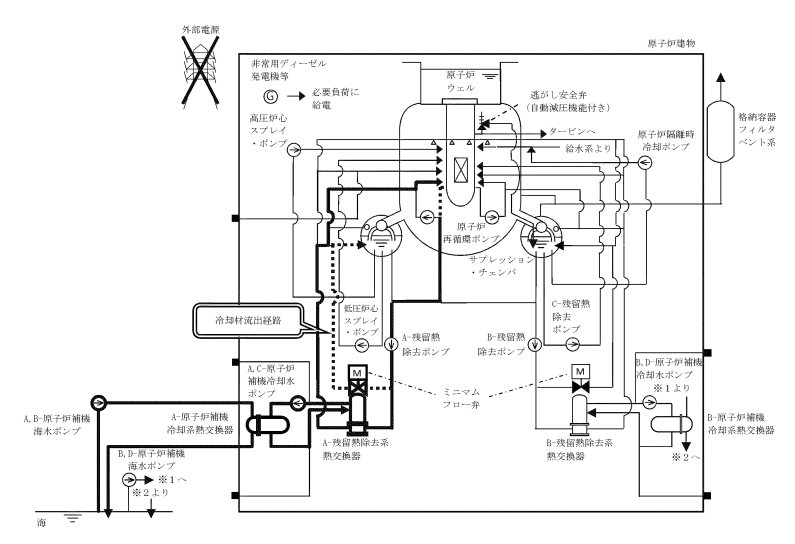
第5.3.2 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (原子炉注水及び原子炉停止時冷却)



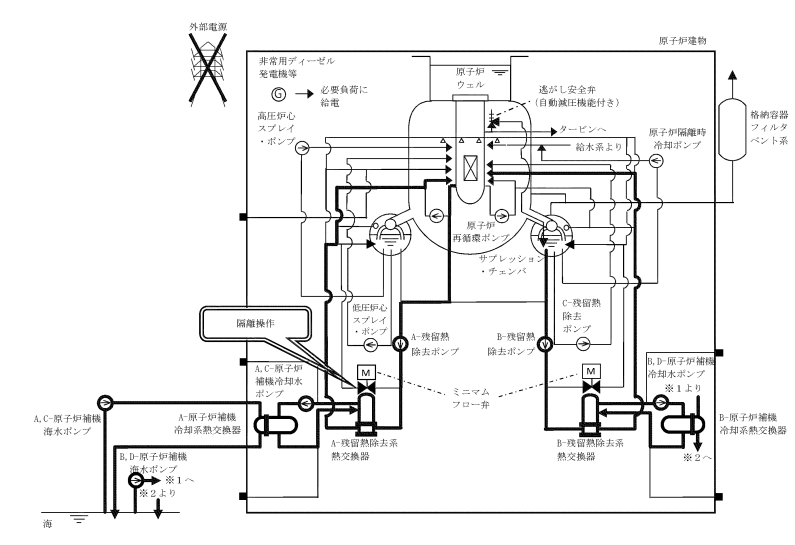
第5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉冷却材流出の発生段階)



第5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (残留熱除去系(低压注水系)による原子炉注水段階)

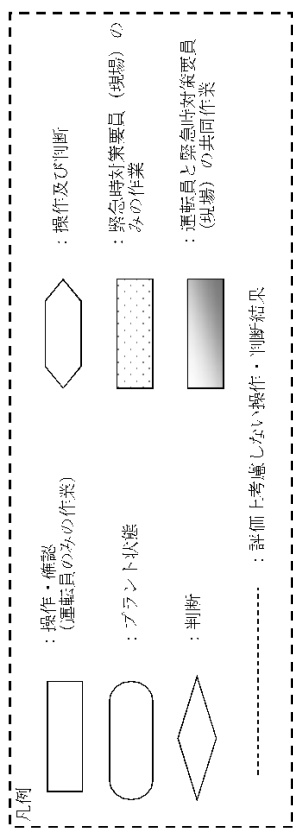


第5.3.1-1(1) 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(原子炉停止時冷却系統構成失敗)



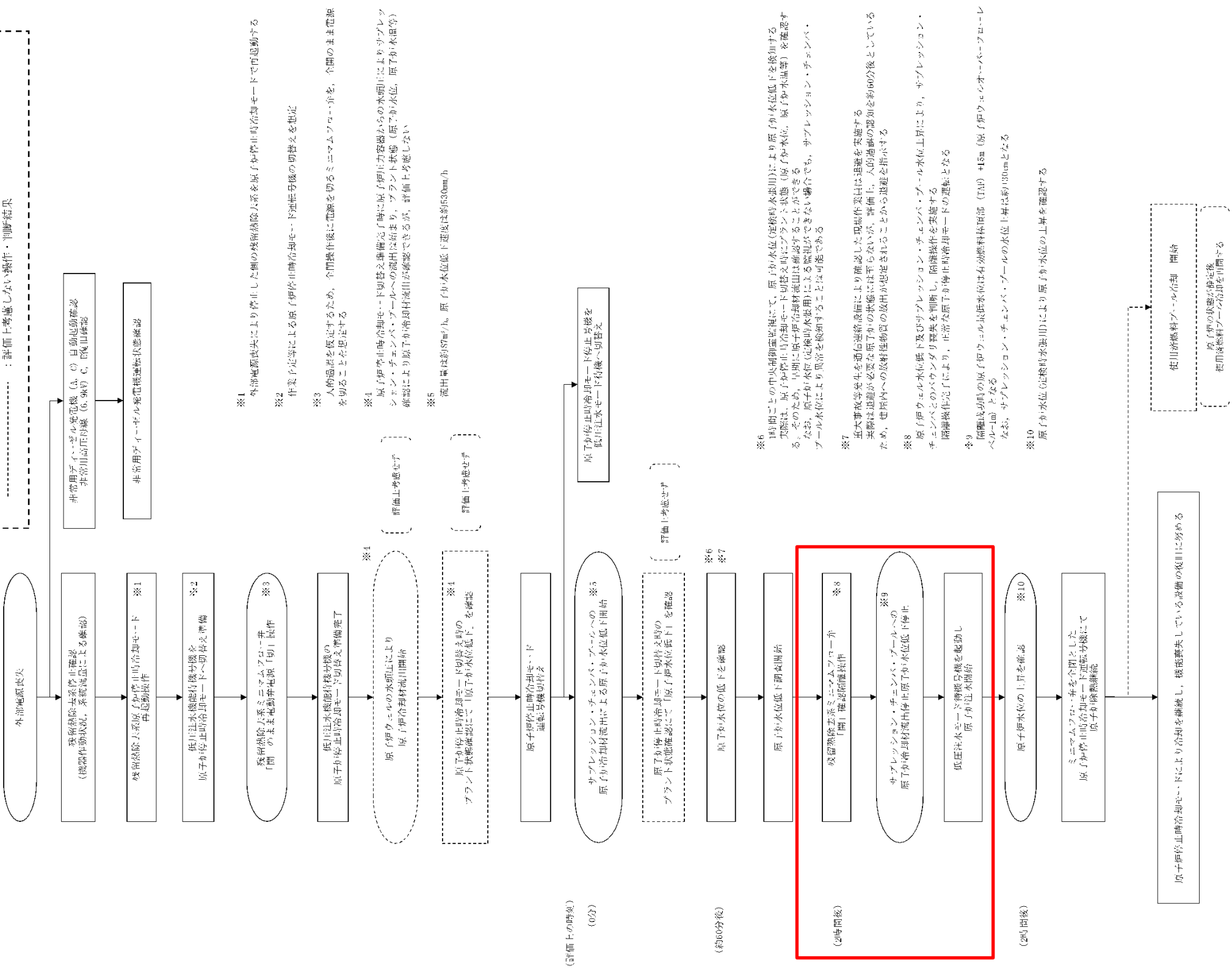
第5.3.1-1(2) 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(漏えい箇所の隔離操作, 原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

備考
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



プラント前提条件

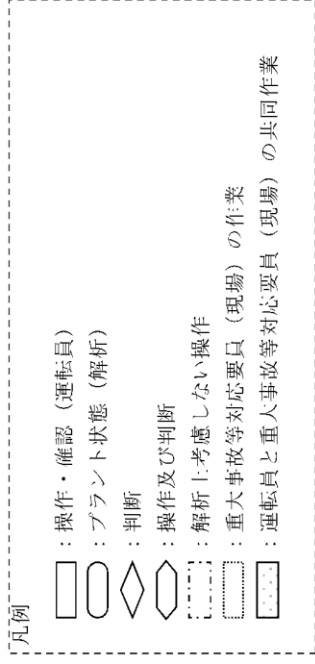
- 原子炉ウエルレベル補水
- 炉内燃料冷却ポンプの運転 (閉)
- 炉内燃料冷却ポンプの運転 (B) 点検中
- 非常用ディーゼル発電機 (A) 点検中
- 残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
- 炉内燃料冷却ポンプの運転 (B) 点検中
- 炉内燃料冷却ポンプの運転 (C) 低圧注水モード待機中



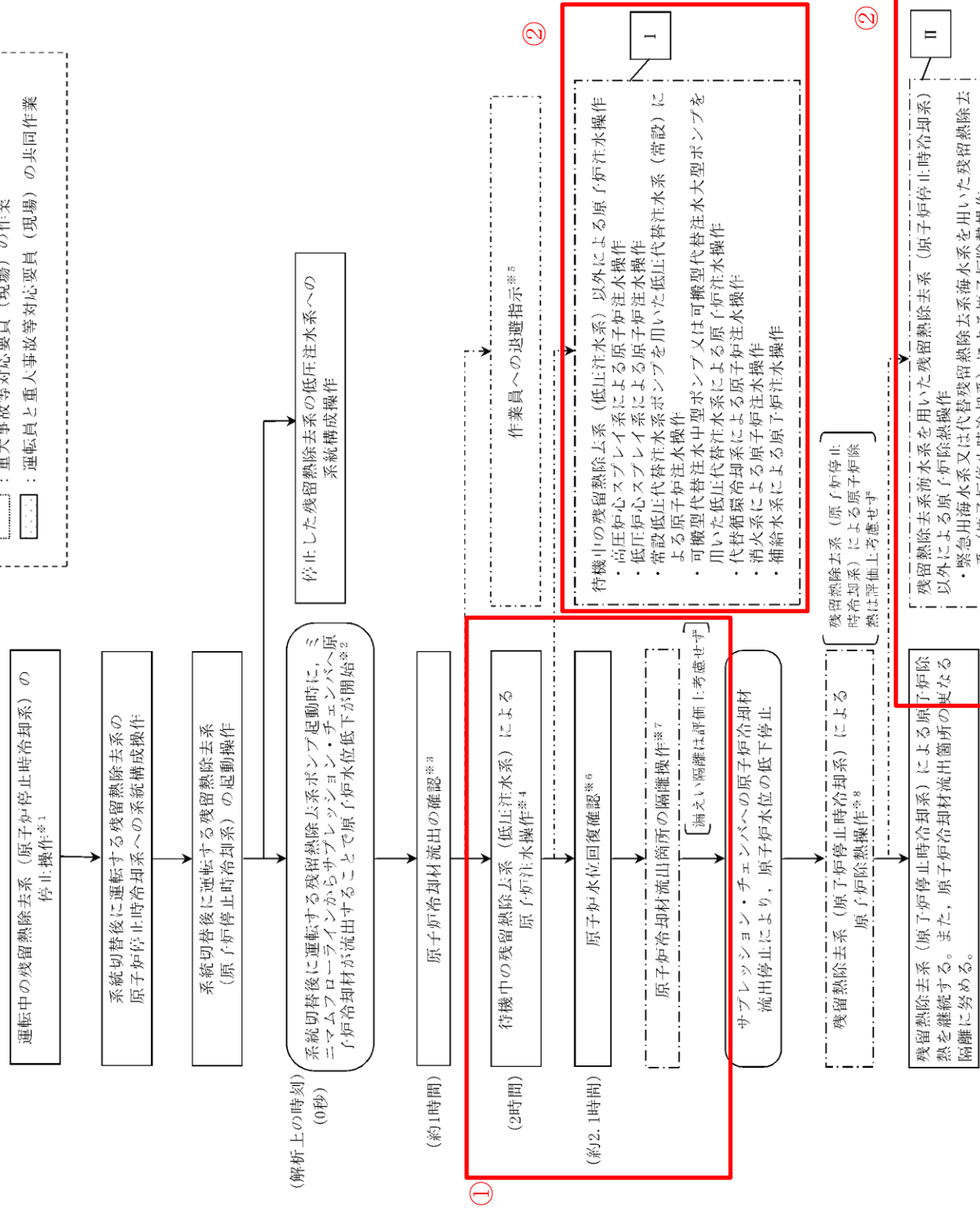
第 5.3.3 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

備考

差異理由は、島根 2 号炉「第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照。



プラント前提条件
 ・原子炉ウエル満水
 ・全燃料装荷, プールゲート「閉」
 ・残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 ・残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
 ・残留熱除去系 (C) : 点検に伴い待機除外中



【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】

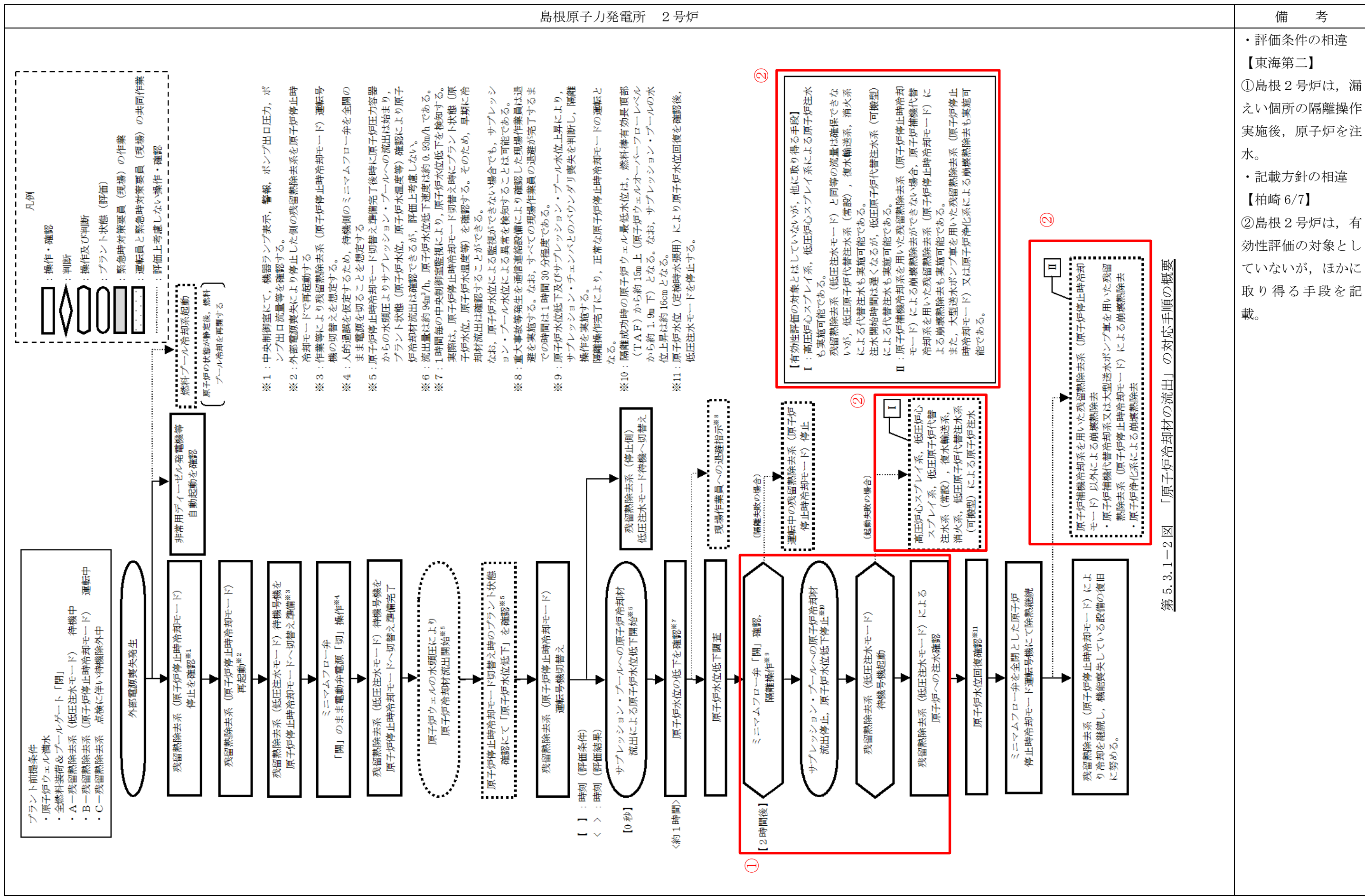
I
 高圧炉心スプレイレイ系による原子炉注水, 低圧炉心スプレイレイ系による原子炉注水, 常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系 (常設) も実施可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することとは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水, 消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II
 緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱も実施可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することとは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

※1 作業予定等による残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 運転切替の切替を想定。
 ※2 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転切替の切替時、残留熱除去系ポンプ停止時冷却注入弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロー弁が自動開となり、開固着することにより原子炉冷却材がサブプレッジョン・チェンバへ流出することを想定する (原子炉冷却材の流出量は47m³/h、原子炉水位の低下速度は約0.75m/h)。
 ※3 1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサブプレッジョン・プール水位の上昇により、原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。
 ※4 注水前の原子炉ウエル水位は燃料有効長頂部から約15m上 (原子炉ウエルオーバーフローレベル1.5m) となる。なお、サブプレッジョン・チェンバの水位上昇は約0.3mである。
 ※5 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ベジーング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
 ※6 原子炉水位の回復を確認する。燃料の注水及び必要な放射線遮蔽の確保を維持することで評価項目を満足しており、安定状態を維持できる。
 ※7 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。
 ※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3-1-2 図原子炉冷却材の流出の対応手順の概要

備考
 差異理由は、島根2号炉「第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

備考

- ・評価条件の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、漏えい個所の隔離操作実施後、原子炉を注水。
- ・記載方針の相違
- 【柏崎6/7】
- ②島根2号炉は、有効性評価の対象としていないが、ほかに取り得る手段を記載。

原子炉冷却材の流出						経過時間(時間)										備考						
						0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		5					
作業員	実施箇所・必要人員数					作業内容																
	主任者	当直長		人	口実監視 緊急時対応本部連絡																	
	指揮者	6号	7号	1人	安全監視 緊急時対応本部連絡																	
	連絡連絡員	緊急時対応本部係員		1人	口実監視 緊急時対応本部連絡																	
運転員 (1名)		運転員 (1名)		緊急時対応本部係員 (1名)																		
6号		7号		6号		7号		6号		7号												
機器試験	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部監視室連絡 ・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
原子炉停止時冷却材の流出確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・機器試験実施(確認) 原子炉停止時冷却材の流出確認	10分											機器試験実施(確認)			
原子炉停止時冷却材の流出確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却材の流出確認	60分											原子炉停止時冷却材の流出確認			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却材の流出確認	60分											原子炉停止時冷却材の流出確認			
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・原子炉停止時冷却材の流出確認	60分											原子炉停止時冷却材の流出確認			
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・原子炉停止時冷却材の流出確認	60分											原子炉停止時冷却材の流出確認			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却材の流出確認	60分											原子炉停止時冷却材の流出確認			
使用済燃料(燃料棒)の取出 (確認上考慮あり)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・使用済燃料(燃料棒)の取出 (確認上考慮あり)	30分											使用済燃料(燃料棒)の取出 (確認上考慮あり)			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・使用済燃料(燃料棒)の取出 (確認上考慮あり)	30分											使用済燃料(燃料棒)の取出 (確認上考慮あり)			
必要人員数(合計)		1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	3人																

差異理由は、島根2号炉「第5.3.1-3図「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照。

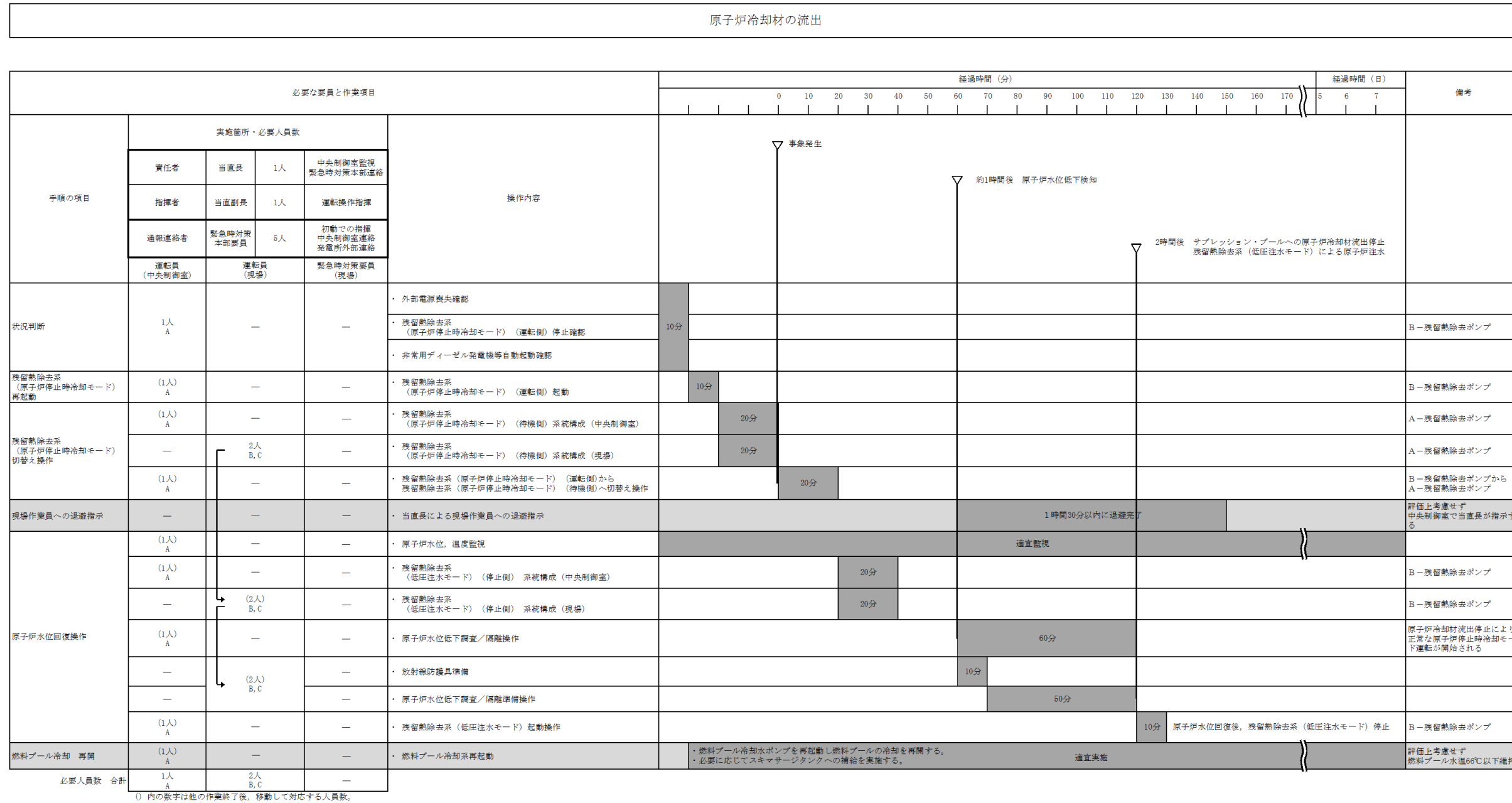
() 内の数字は他の作業終了後、移動して到着する人員数

第5.3.4 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

				運転停止中 原子炉冷却材の流出								
				経過時間 (時間)								
				-1	0	1	2	3	4	備考		
操作員日	実施箇所・必要員数 【】は作業後移動してきた要員			操作の内容						経過時間 (時間)	備考	
	責任者	当直発電長	1人									中央監視 運転操作指揮
	協佐	当直副発電長	1人									運転操作指揮協佐
	指揮者	実務対策要員 (指揮官等)	4人									初期での指揮 要員等(特殊班)
	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)									
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転分機の切替操作	-	2人 B, C	-	●運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止操作 (現場)	45分					残留熱除去系ポンプ (A)		
	1人 A	-	-	●運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止操作 (中央制御室)	9分					残留熱除去系ポンプ (B)		
	【1人】 A	-	-	●系統切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	20分					残留熱除去系ポンプ (A)		
	-	【2人】 B, C	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成 (現場)	45分					残留熱除去系ポンプ (A)		
	【1人】 A	-	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作 (中央制御室)	7分							
状況判断	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の確認	10分					残留熱除去系ポンプ (B)		
作業員への避難指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への避難指示	60分以内に避難完了					解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示 する		
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●原子炉水位、温度監視	適宜監視							
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分					残留熱除去系ポンプ (A)		
				●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作	2分							
				●残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水の流量調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近で維持							
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の原因調査、隔離操作、残留熱除去系ポンプの停止操作	原因調査後、隔離操作、及び残留熱除去系ポンプの停止を実施					残留熱除去系ポンプ (B) 解析上考慮しない		
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動準備操作	隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の起動を実施					残留熱除去系ポンプ (A) 解析上考慮しない		
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作								
	-	【2人】 B, C	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動操作								
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱状態の監視								
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	0人									

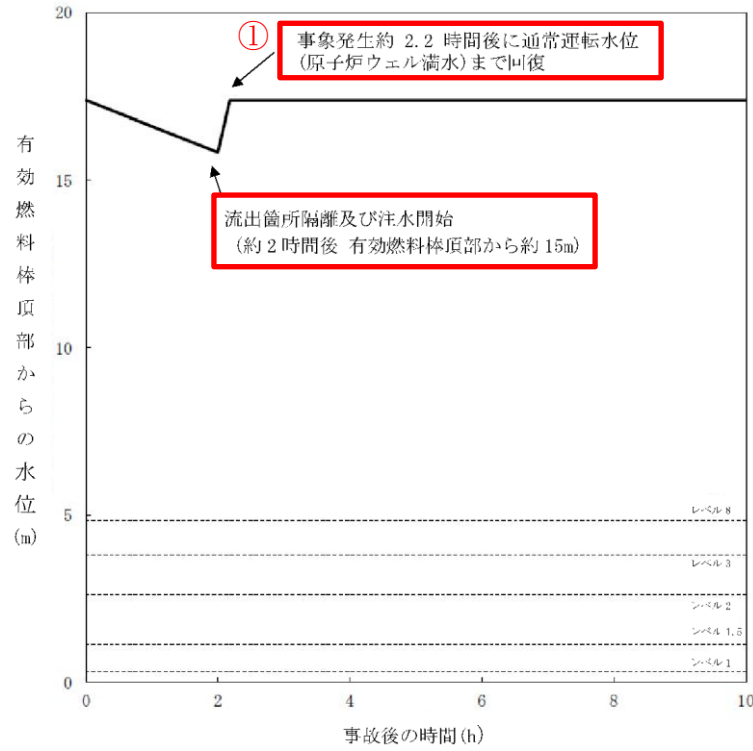
差異理由は、島根2号炉「第5.3.1-3図「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

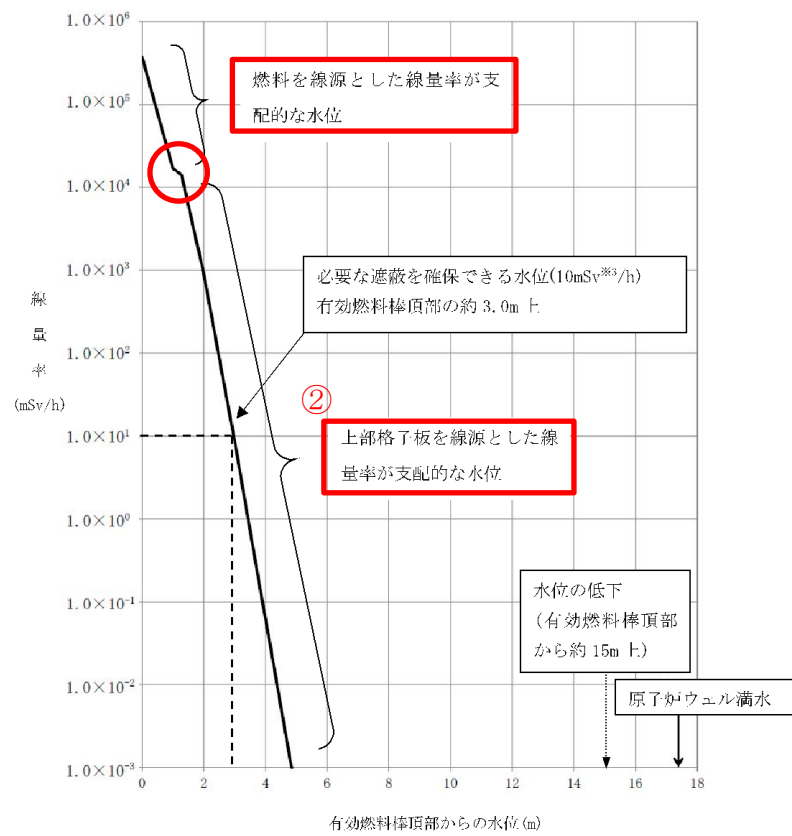


・評価結果の相違に基づく差異。
・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
・評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認。

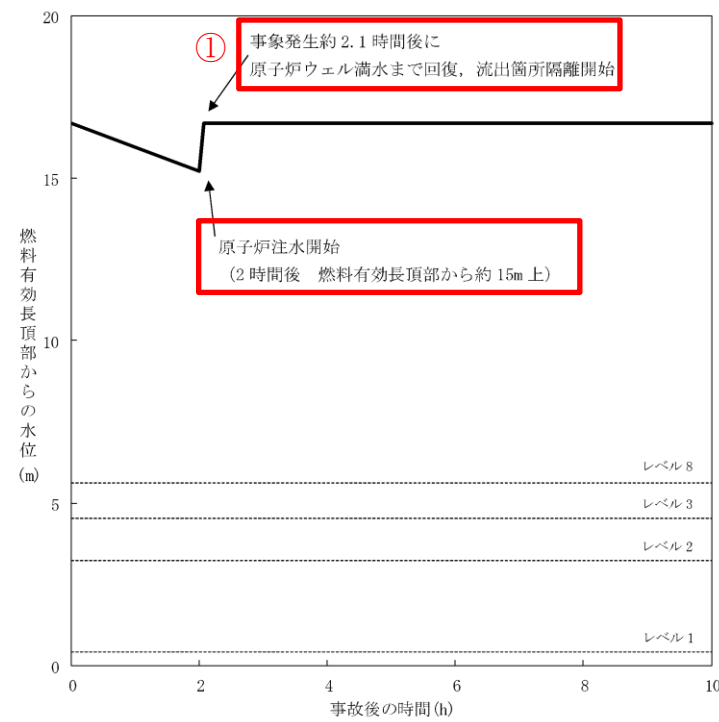
第 5.3.1-3 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間



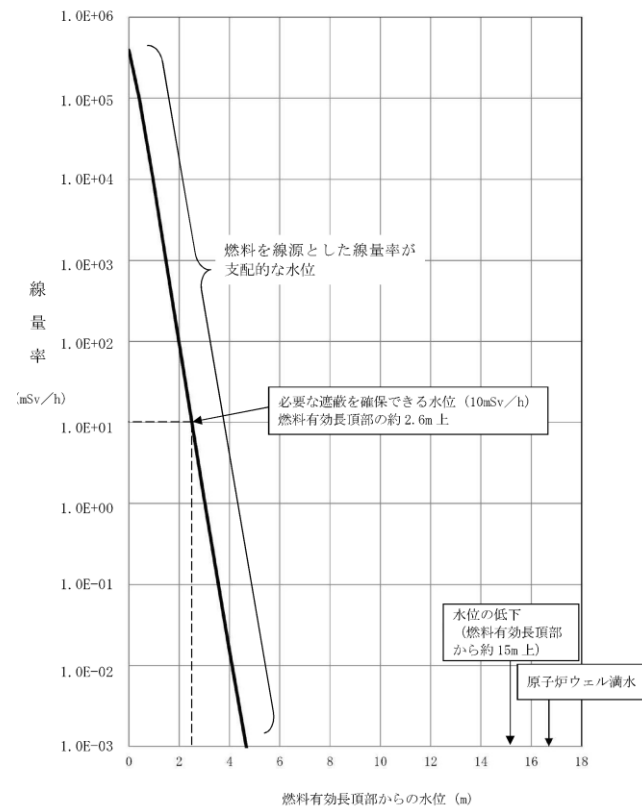
第 5.3.5 図 原子炉水位の推移



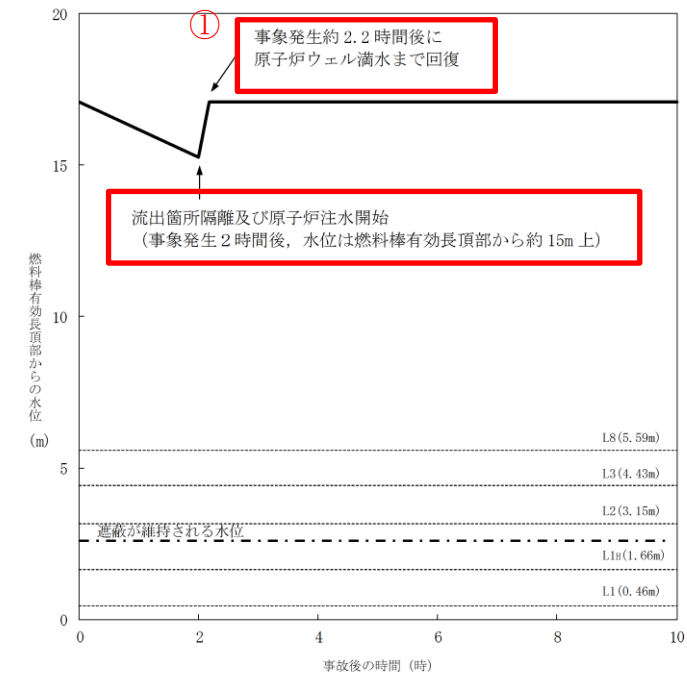
第 5.3.6 図 原子炉水位と線量率



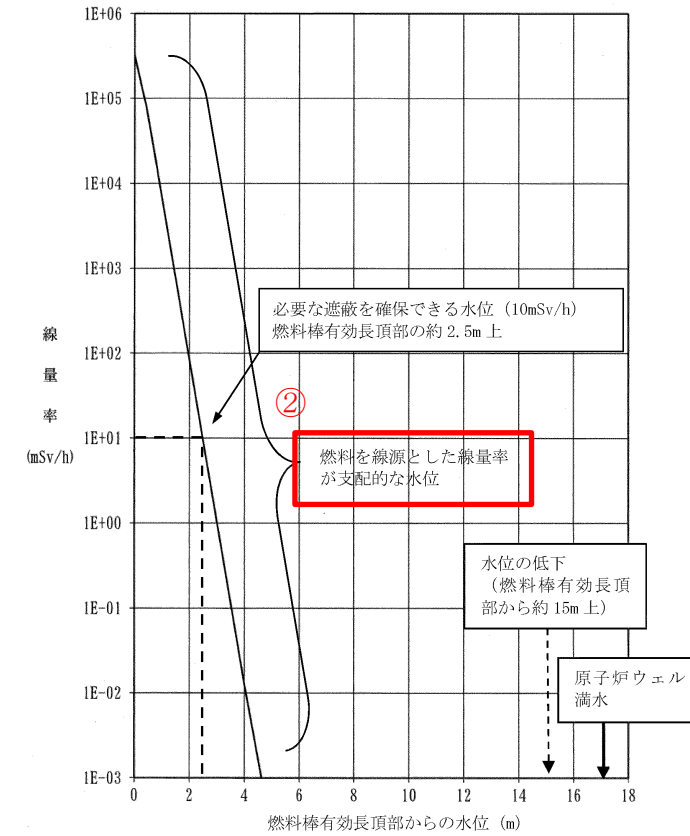
第 5.3-4 図 原子炉水位の推移



第 5.3-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.3.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.3.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①注水開始時の燃料有効長頂部からの水位及び原子炉ウエル満水まで回復する時間の相違。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】
②島根 2号炉は, 燃料を線源とした線量率が支配的である。

第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	右記評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 サブプレッション・プールの水位
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

① 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する	—	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) サブプレッション・プールの水位
残留熱除去系 (低圧注水系) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水系) * 運転で原子炉注水を実施する	残留熱除去系 (低圧注水系) * サブプレッション・チェンバ* ③	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) 残留熱除去系系統流量*

② * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.3.1-1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。	【非常用ディーゼル発電機】 * 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】 *	③	サブプレッション・プールの水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) *
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。	—	④	サブプレッション・プールの水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) *
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する。	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 * サブプレッション・チェンバ*	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) *

①, ② ※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。
・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
①島根 2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。
③島根 2号炉は、評価条件として「外部電源なし」としているため非常用ディーゼル発電機を記載。
【柏崎 6/7】
④島根 2号炉は、原子炉冷却材漏えいが停止したことを確認する計器としてサブプレッション・プールの水位を記載。

第5.3.2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定
	プールの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起回事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ① ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約 87m ³ /h	①
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	② 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

第5.3-2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定
	プールの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起回事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ① ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出流量	47m ³ /h	①
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源あり	② 外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) のポンプ吸込ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第5.3.2-1表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定
	プールの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起回事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定 ① ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約 94m ³ /h	①
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	② 外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に 関連する 機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136 m ³ /hで注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後	③ 原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定
重大事故等対策に 関連する 操作条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	③ 原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

- ・評価条件の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ①島根2号炉は、残留熱除去ポンプの定格流量とミニマムフロー弁に設置されているオリフィス仕様と差圧の関係から流出量を設定。
- 【東海第二】
- ②島根2号炉は、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根2号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容器隔離閉弁は発生しない。
- ③島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施するため、重大事故等対策に関連する操作条件として、原子炉冷却材流出の停止を記載。

第 5.3.2 表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)

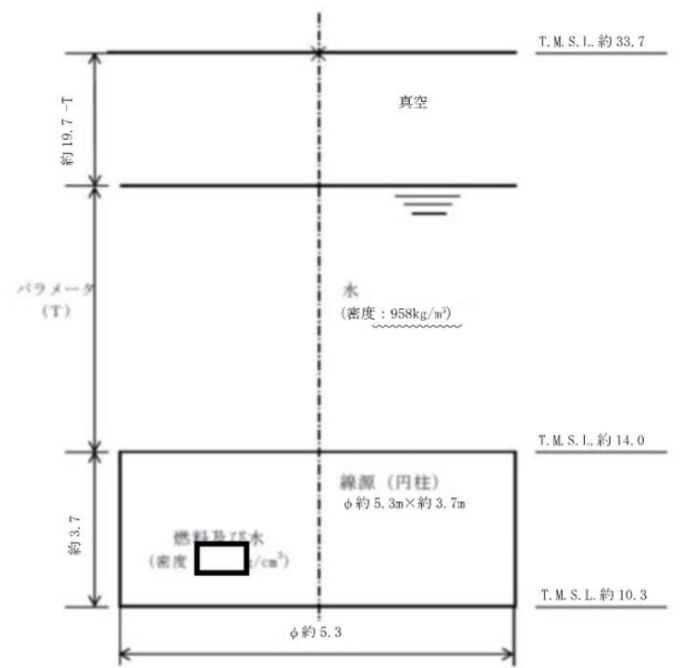
項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	954m ³ /h で注水
	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	事象発生から 2 時間後
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から 2 時間後
		原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の遅延等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定 (原子炉水位の低下を検知し、原因調査を開始する時間は事象発生から 1 時間後を想定。漏えい箇所の特定 (放射線防護装備準備に 10 分、現場移動に 10 分、電源投入に 5 分、弁の状態確認に 1 分、計 26 分を想定) 及び隔離操作 (1 分を想定) については、時間余裕を考慮し 1 時間とする。原子炉注水は隔離操作後を想定し、事象発生から 2 時間後とする。)

第 5.3-2 表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系)	1, 605m ³ /h
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	原子炉水位の低下に伴う事象の認知及び操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

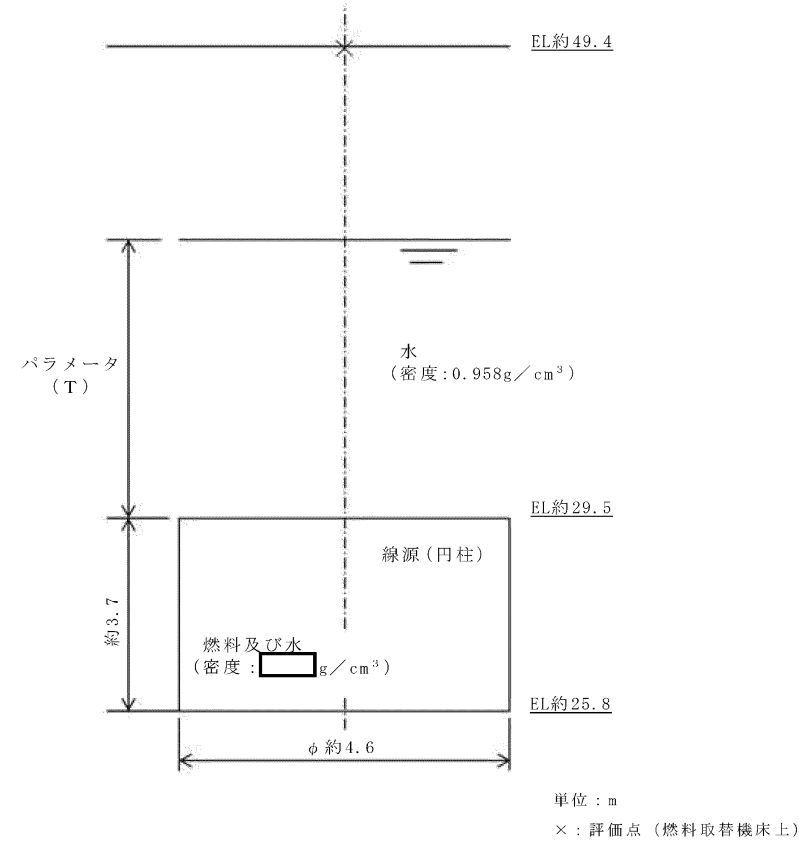
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のD/Sピットへの取り出しが完了し、原子炉ウエルが満水の状態を想定した。</p> <p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長（mm）：<input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、<u>エネルギー18群（ORIGEN群構造）</u> ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/>g/cm³） ○線源強度は、以下の条件でORIGEN2コードを使用して算出 	<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉压力容器開放時における運転停止中の線量率評価について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放時を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価においては、<u>シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器のドライヤー気水分離器貯蔵プールへの取り出しが完了し、原子炉ウエル満水の状態を想定した。</u></p> <p>2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>(1) 炉心燃料</p> <p>計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長：約3.7m ○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、エネルギー4群 ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/>g/cm³） ○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出 <p style="font-size: small;">線源強度(γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力(W/体)}}{\text{各群のエネルギー(MeV)} \times \text{燃料集合体体積(cm}^3\text{/体)}} \dots \text{①}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間10⁶時間（約114年）と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されてお</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価において<u>気水分離器及び蒸気乾燥器のD/S Pへの取り出しが完了し、原子炉ウエルが満水の状態を想定した。</u></p> <p>1. 炉心燃料・炉内構造物の線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>(1) 炉心燃料</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態） ○燃料棒有効長（mm）：<input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、<u>エネルギー4群</u> ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/>g/cm³） ○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p style="font-size: small;">線源強度 (cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV)} \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3\text{/体)}} \dots \text{①}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間10⁶時間（約114年）と、<u>島根2号炉の実績を包絡した条件で評価され</u></p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料照射実績を包絡する値として、文献値（無限照射）を用いている。</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>・燃料照射期間：<u>1264 日 (燃焼度 33GWd/t 相当の値)</u></p> <p>・燃料組成：<u>STEP III 9×9A 型(低 Gd)</u></p> <p>・濃縮度：<input type="text"/> (wt.%)</p> <p>・U 重量：燃料一体あたり <input type="text"/> (kg)</p> <p>・停止後の期間*：停止後 3 日(実績を考慮した値を設定)</p> <p>※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>線量率評価モデルを図 1 に示す。また、評価により求めた線源強度を表 1 に示す。</p>	<p>り、<u>東海第二発電所</u>に関する本評価においても適用可能である。</p> <p>・燃料照射期間：10⁶時間</p> <p>・原子炉停止後の期間：停止後 3 日*² (実績を考慮して設定)</p> <p>・燃料集合体当たりの熱出力：<u>4.31MW/体</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>・燃料集合体体積：<u>7.2E+04cm³</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962</p> <p>※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>○計算モデル：円柱線源 線量率計算モデルを第 1 図に示す。また、計算により求めた線源強度を第 1 表に示す。</p>	<p>ており、<u>島根 2号炉</u>に関する本評価においても適用可能である。</p> <p>・燃料照射期間：<u>10⁶時間 (無限照射)</u></p> <p>・原子炉停止後の期間*²：停止後 3 日(実績を考慮した値を設定)</p> <p>・燃料集合体当たりの熱出力：<u>4.35MW/体</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>・燃料集合体体積：<u>約 7.1×10⁴ cm³</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962</p> <p>※2 <u>原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</u></p> <p>○ 評価モデル：円柱線源 線量率評価モデルを図 1 に示す。また、式①で算出した体積あたりの線源強度を表 1 に示す。</p>	<p>・評価条件の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違【東海第二】</p>



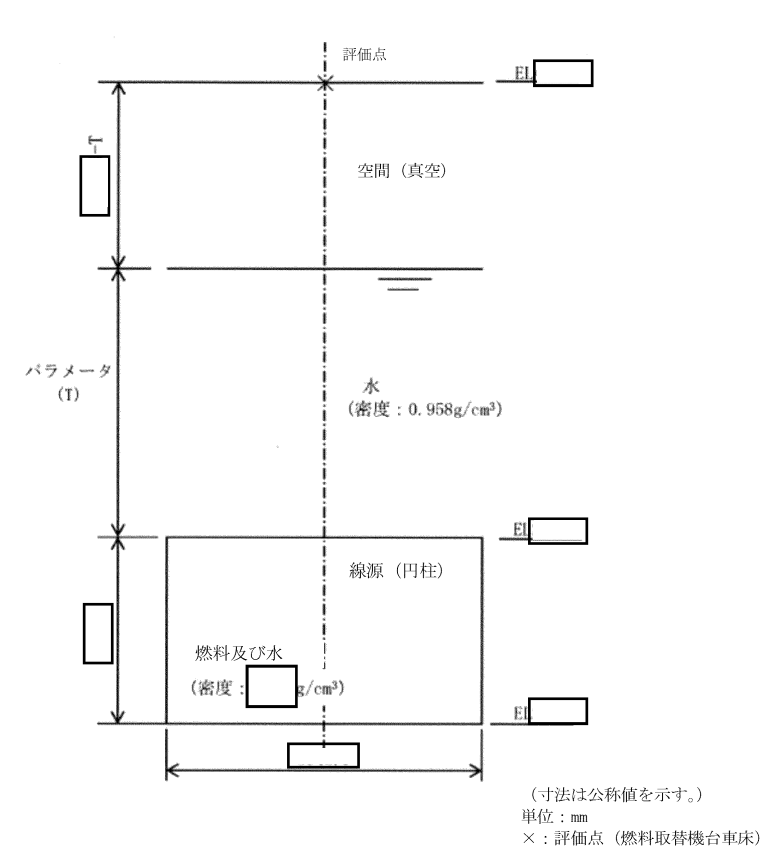
注: 寸法は公称値を示す(単位:m)
× 評価点(燃料交換機床)

図1 燃料の線量率評価モデル



単位:m
×: 評価点(燃料取替機床上)

第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル



(寸法は公称値を示す。)
単位:mm
×: 評価点(燃料取替機台車床)

図1 燃料の線量率評価モデル

表1 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^0	2.19×10^{10}
12	1.75×10^0	7.28×10^{10}
13	2.25×10^0	3.44×10^9
14	2.75×10^0	2.71×10^9
15	3.50×10^0	2.30×10^7
16	5.00×10^0	3.65×10^1
17	7.00×10^0	4.05×10^9
18	9.50×10^0	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

第1表 燃料の線源強度

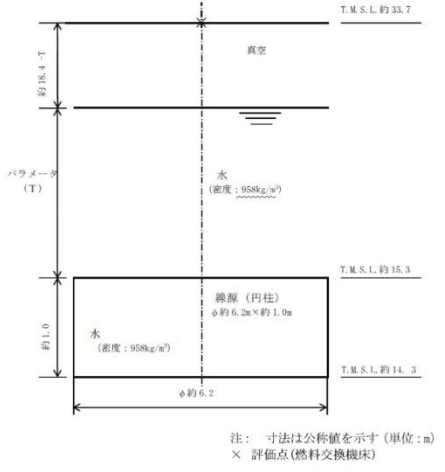
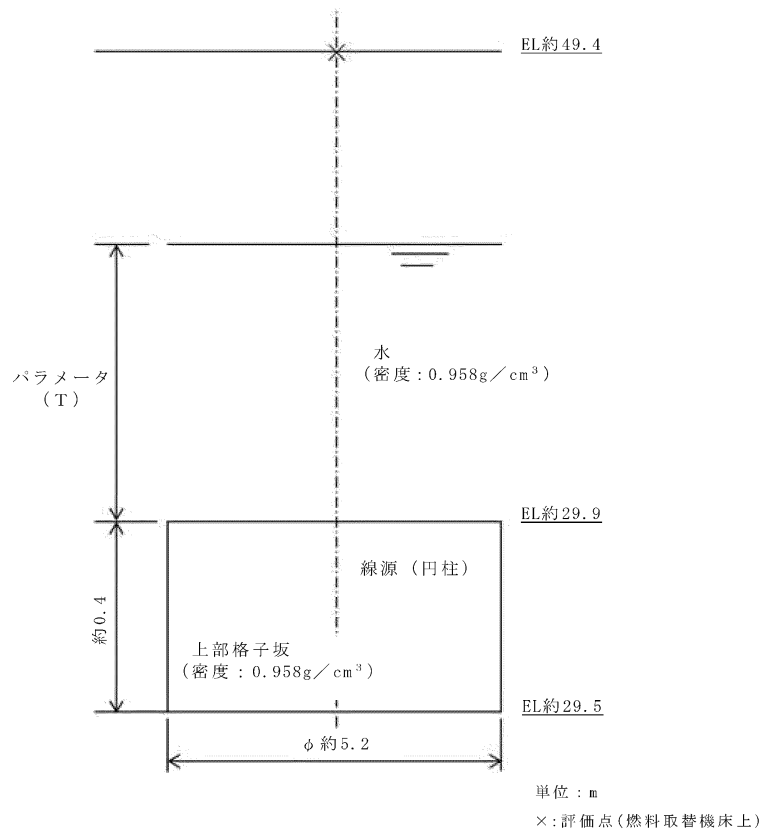
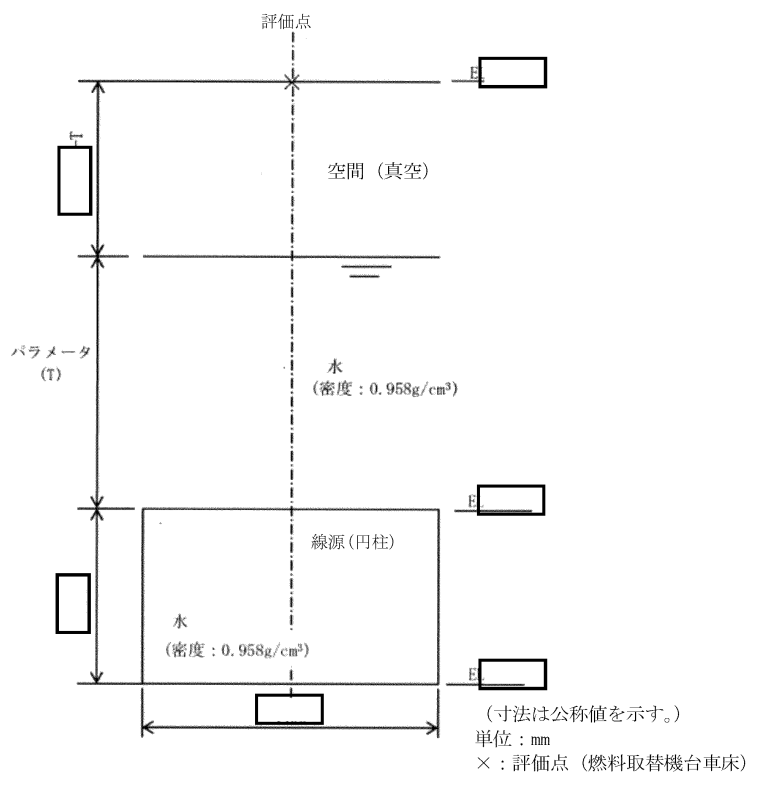
エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	$6.0\text{E}+11$
2.0	$1.1\text{E}+11$
3.0	$2.0\text{E}+09$
4.0	$3.0\text{E}+07$

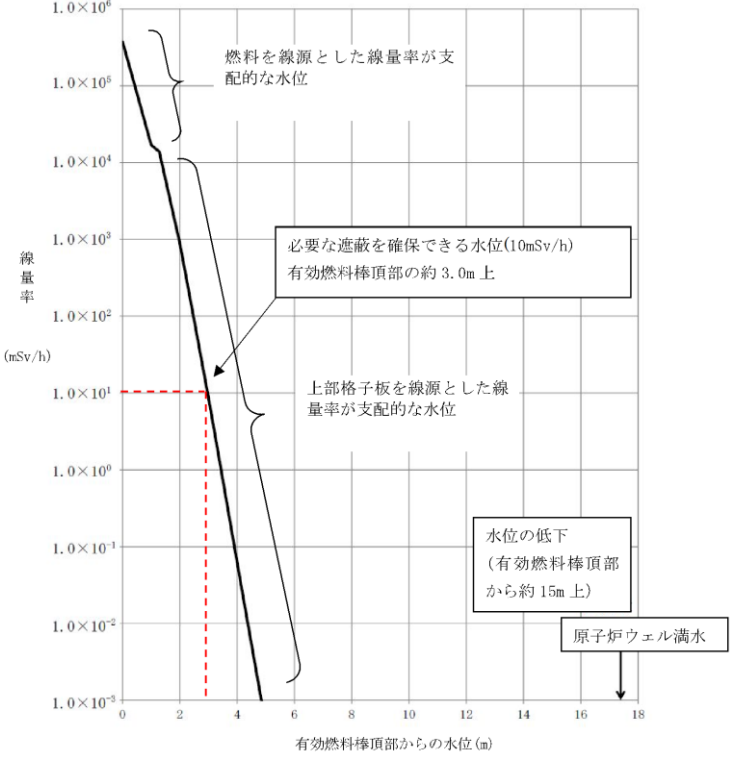
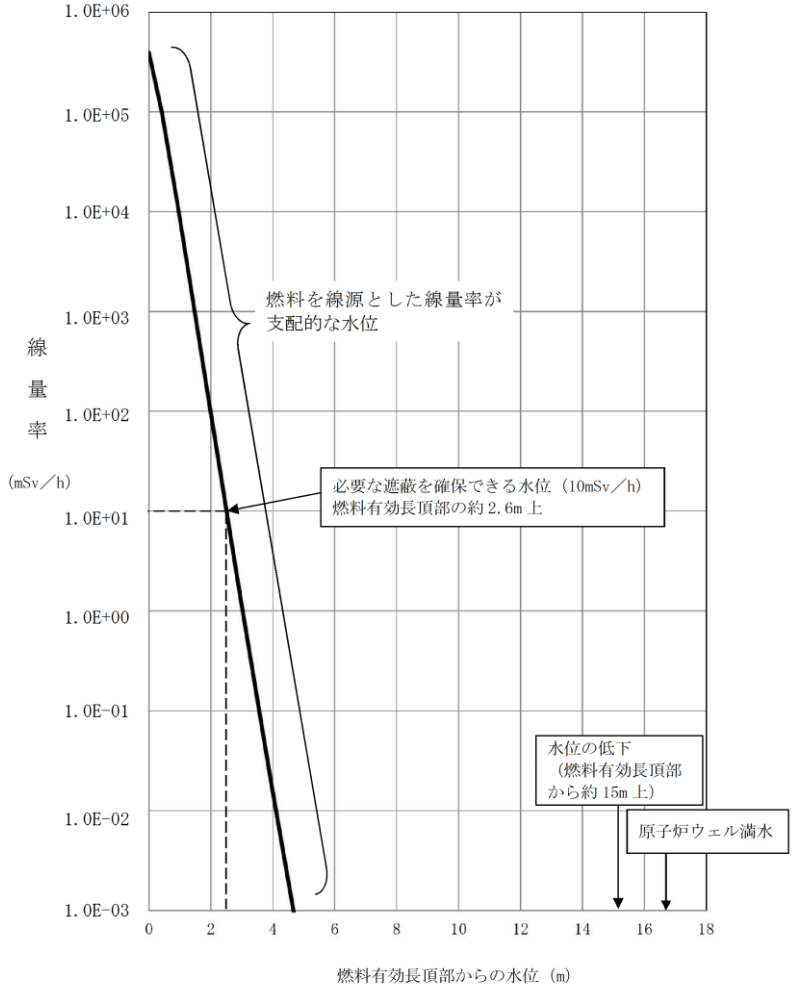
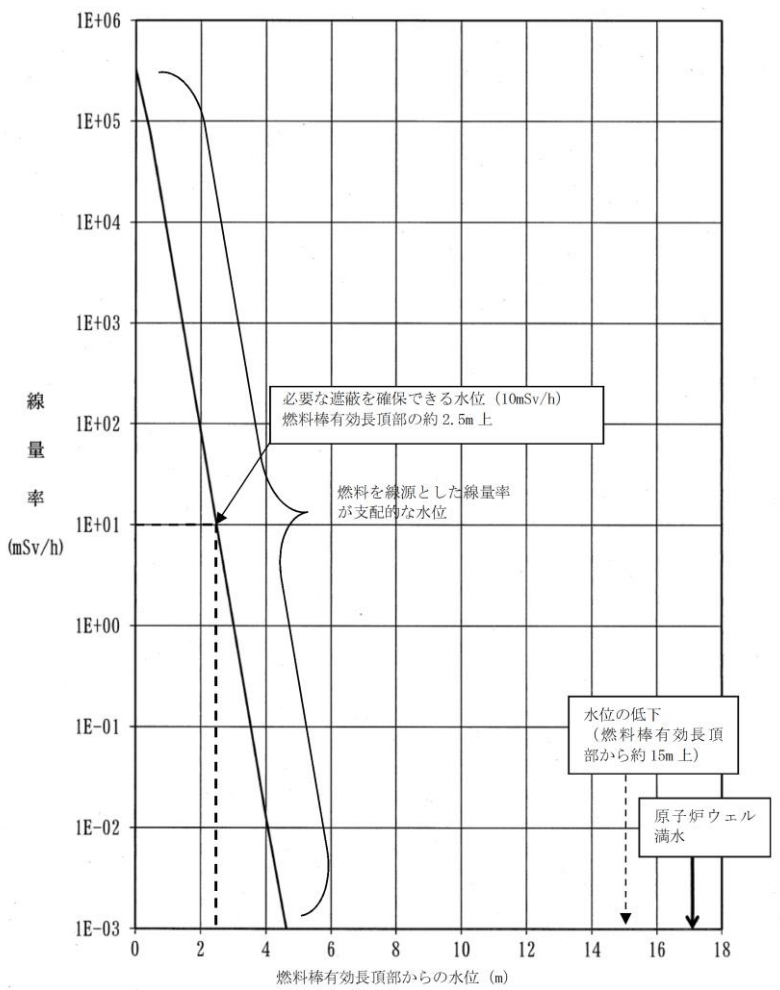
表1 燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	6.1×10^{11}
2.0	1.1×10^{11}
3.0	2.0×10^9
4.0	3.1×10^7

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 上部格子板</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より 2.1×10^9 (Bq/cm³) と算出 <p>線量率評価モデルを図2に示す。</p>  <p>図2 上部格子板の線量率評価モデル</p>	<p>(2) 上部格子板</p> <p>計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約0.4m ○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、主要核種 C o - 60 を想定して 1.5MeV とする。 ○線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を使用 ○線源強度：機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $7.3E+09$ Bq/cm³ と算出 <p>線量率計算モデルを第2図に示す。</p>  <p>第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル</p>	<p>(2) 上部格子板</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より 8.7×10^9 (Bq/cm³) と算出 <p>線量率評価モデルを図2に示す。</p>  <p>図2 上部格子板の線量率評価モデル</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・評価条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 線量率の評価 線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料交換機床とした。</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。</p>  <p>第3図 原子炉水位と線量率</p>	<p>3. 線量率の評価 線量率は、「添付資料4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様に QAD-CGGP2Rコード (Ver1.04) を用いて計算している。</p> <p>4. 線量率の評価結果 「2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度」及び「3. 線量率の評価」の条件を用いて評価した原子炉水位と線量率の関係を第3図に示す。</p>  <p>第3図 原子炉水位と線量率</p>	<p>2. 線量率の評価 線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料取替機台車床とした。</p> <p>3. 現場の線量率の評価結果 1, 2 の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。</p>  <p>図3 原子炉水位と線量率</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方</p> <p>1. 本評価における POS の決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」(以下「原子炉冷却材流出」という。)の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 5 つである。この 5 つの作業等から、本評価では「RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※、CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 3 事象は点検であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・CRD 点検 (交換) 時の作業誤り ・LPRM 点検 (交換) 時の作業誤り ・RIP 点検時の作業誤り ・CUW ブロー時の操作誤り ・RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り <p>※ RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価 (PRA) について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方</p> <p>1. 本評価におけるプラント状態の決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では、次章に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、評価対象とする POS を、選び得る POS の比較により選定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 4 つである。この 4 つの作業等から、本評価では RHR 系統切替を選定した。選定の理由は、RHR 系統切替時の LOCA は他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しいことによるものである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR 系統切替 ・CUW ブロー ・CRD 点検 ・LPRM 点検 	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方</p> <p>1. 本評価における POS の決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」(以下「原子炉冷却材流出」という。)の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期事業者検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期事業者検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、定期事業者検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 4 つである。この 4 つの作業等から、本評価では「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※、原子炉浄化系ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 2 事象は点検・交換であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出 (2) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出 (3) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出 (4) 残留熱除去系切替時の冷却材流出 <p>※ 残留熱除去系切替時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (付録 1 別添 島根原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価 (PRA) について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「RIP 点検時の作業誤り」は ABWR 特有の事象。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え、流出量が多いことも踏まえ、「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定している。</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><RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り時の流出量の算出> 流出量は [] より算出した。</p> <p>[]</p> <p>[] = 約 87m³/h</p> <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>定期検査中に RHR 系統切替を実施する時期としては、RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。</p> <p>その上で、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	<p><RHR系統切替時のLOCA発生時の流出量の算出> 流出量はミニマムフロー弁に設置されているオリフィスの仕様と差圧の関係より算出した。</p> <p>○ミニマムフローラインオリフィス仕様</p> <ul style="list-style-type: none"> ・オリフィス設計流量 56.8m³/h ・オリフィス設計差圧 198.1m <p>○原子炉圧力 大気圧状態</p> <p>○RHRポンプと原子炉水との水頭差 (RHRポンプレベル: EL 約-3.4m)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常運転水位 38.1m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m) ・原子炉ウェル満水 49.6m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m) <p>○残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧=ポンプ出口圧力=ポンプ揚程 (85.3m) + 水頭差</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常運転水位 123.4m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m) ・原子炉ウェル満水 134.9m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m) <p>○オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。</p> $\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$ $Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$ <p>ΔP : オリフィス差圧 Q : オリフィス差圧が ΔP の際の流量 (m³/h)</p> <p>○評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常水位 : 45m³/h ・ウェル満水 : 47m³/h <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>残留熱除去系は、通常 2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-A から POS-D の期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合があります。</p> <p>これらの POS より、以下の点を考慮して POS の選定を行った。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	<p><残留熱除去系切替時の冷却材流出発生時の流出量の算出> 流出量は、 [] より算出した。</p> <p>[]</p> <p>[] : 約 94m³/h</p> <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>定期事業者検査中に残留熱除去系切替を実施する時期としては、残留熱除去系の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期事業者検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。</p> <p>そのうえで、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>但し、<u>POS「S」の崩壊熱で評価しても、流出による原子炉冷却材の減少に対して崩壊熱による原子炉冷却材の減少の速度は小さい。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>RHRの吸込口は有効燃料棒頂部(TAF)から約1.7m上にあるため、RHRの吸込口を下回った後の水位低下は崩壊熱による減少となる。</u>例えば、<u>原子炉停止から1日後の崩壊熱を仮定すると、約2時間の時間余裕があり、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p>  <p>図3 RHR吸い込み配管のノズルの高さ と燃料有効長頂部の高さ</p> <p>(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。</p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、原子炉圧力容</p>	<p>ただし、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間と長く、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p> <p>(3) 事象発生時の検知性 <u>事象発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が未開放状態の場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放状態の場合、これらの機能には期待できない。</u></p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約1.7m上に低下するまでは原子炉圧力容器の</p>	<p>ただし、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約1.3時間の時間余裕があり、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p> <p>(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では、<u>原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。</u></p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 ABWRはRHRの吸い込み配管がTAFよりも上にあるため、吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し、以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下となる。島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されることから、評価条件が異なる。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が現れる。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)の点のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS「B」、「C」が選定される。POS「C」はCUWブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS「B」を代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるPOS「A」、「C」、「D」の「RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」が厳しくなるが、その場合であっても2時間以上の時間余裕*があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p> <p>※流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間(停止1日後想定)</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約2.6m上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。</p> <p>いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり、遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「RHR系統切替時のLOCA」は原子炉冷却材の流出の検知が他の事象よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)のうち、3.(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されているPOS-B、POS-Cが選定される。POS-CはCUWブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS-Bを代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態であるPOS-A、C、DにおけるRHR系統切替時のLOCAが厳しくなるが、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間の時間余裕があり、かつ原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる場合は原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p>	<p>原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が表れる。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS-B、Cが選定される。POS-Cは原子炉浄化系ブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS-Bを代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるPOS-S、A、C、Dの「残留熱除去系切替時の冷却材流出」が厳しくなるが、その場合であっても約1.3時間の時間余裕*があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p> <p>※ 原子炉冷却材流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</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 style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定状態について</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出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、原子炉冷却材の流出が停止し、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、原子炉安定停止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】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、約2時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで、冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止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及び原子炉冷却材の流出の停止により、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>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで、冷温停止状態を維持することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能となる。 (添付資料 2.1.2 別紙1)</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定状態について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出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、原子炉冷却材の流出が停止し、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、原子炉安定停止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】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、事象発生から2時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで、冷温停止状態を維持することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 (添付資料 2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、漏えい個所の隔離操作実施後に、原子炉注水を行う手順となっている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p>

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 冷却材の流出)

表 1 評価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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件	
評価条件	原子炉冷却	52℃ 約 37℃～約 48℃ (実機時)	最確条件とした場合は、評価条件で想定している原子炉冷却材温度より低くなり、換熱機冷却時間短縮による影響は小さくなる。また、原子炉冷却材温度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉水位	原子炉のウエル水位 事故後水位	最確条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉ウエルの水位が低くなる。原子炉水位が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。また、原子炉水位が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
評価項目	原子炉圧力	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力容器の 状態	原子炉圧力容器の 事故	最確条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
評価項目	原子炉圧力	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力容器の 状態	原子炉圧力容器の 事故	最確条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

第1表 評価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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件	
初期 条件	原子炉水位	原子炉圧力容器 液面水位 事故後水位	最確条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
評価項目	原子炉圧力	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力容器の 状態	原子炉圧力容器 の開放	最確条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

表 1 評価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 (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件	
初期 条件	原子炉水位	原子炉圧力容器 液面水位 事故後水位	最確条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
評価項目	原子炉圧力	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力容器の 状態	原子炉圧力容器 の開放	最確条件とした場合は、事故発生時に発生する原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。原子炉冷却材の放射能濃度が低くなるため、原子炉冷却材の放射能濃度が低くなる。評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。

・相違理由は本文参照。

表1 評価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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)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
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約2.040kL	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事業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ことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	—
	起因事象	原子炉冷却材の流出	—	—	—
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約87m ³ /h	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
	炉冷却による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから設定	—	—
外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事業進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	95m ³ /hで注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	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
	評価条件	最確条件			
初期条件	ブルゲートの状態	閉	保水水が少くないブルゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保水水より多くなるため、原子炉水位が燃料貯留部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の発生を抑制することから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料貯留部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する影響は大きくなる。
	燃料の容量	1.18m ³	1.18m ³ 以上(合計貯留量)	発電所構内に貯留している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	—
起因事象	原子炉冷却材の流出	—	—	—	—
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約9m ³ /h	約9m ³ /h以下	残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間と与える影響はない。
事故条件	炉冷却による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉冷却材の流出を抑制することから、資源の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がある場合と外部電源がない場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。	外部電源がある場合と外部電源がない場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)の注水量	1.00m ³ /h	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

表1 評価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 (2/2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)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
	評価条件	最確条件			
初期条件	ブルゲートの状態	閉	保水水が少くないブルゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保水水より多くなるため、原子炉水位が燃料貯留部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の発生を抑制することから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料貯留部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する影響は大きくなる。
	燃料の容量	1.18m ³	1.18m ³ 以上(合計貯留量)	発電所構内に貯留している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	—
起因事象	原子炉冷却材の流出	—	—	—	—
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約9m ³ /h	約9m ³ /h以下	残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間と与える影響はない。
事故条件	炉冷却による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから、考慮しない。	—	—
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1.00m ³ /hで注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

表2 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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	<p>【認知】</p> <p>評価では、1時間ごとの中央制御室監視により、原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際の、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統切替時にプラント状態(原子炉ウェル水位、原子炉水温等)を確認し、早期に原子炉冷却材流出を認識できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>運転員による操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の開操作には、原子炉建屋の現場において当番の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における、漏えい箇所の特定制程による1時間を超えている。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧操作である。1弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に他は並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【運転員の確保】</p> <p>運転員に他の並列操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、漏えい隔離操作等の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作において、運転員の残留熱除去系系統切替作業のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、詳細の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な運転が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、事故を発生して原子炉の電源復旧までの時間は、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>残留熱除去系のミニマムフロー弁から漏えいが発生している実態。訓練実績では、当該ミニマムフロー弁の電源復旧及び閉弁の電源復旧及び閉弁の電源復旧までの時間は、約5分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

第2表 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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作	待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作	待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作	<p>【認知】</p> <p>評価では、原子炉水位の低下及びサブプレッショントラップの水位の上昇を、1時間毎の中央制御室の監視により確認することを想定している。実際の、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統切替時にプラント状態(原子炉ウェル水位、原子炉水温等)を確認し、早期に原子炉冷却材流出を認識できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員確保が操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系(低圧注水系)のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内の操作及び注入弁の開操作による操作であるため、漏えい箇所の特定制程による1時間を超えている。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧操作である。1弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系(低圧注水系)操作時に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【運転員の確保】</p> <p>中央制御室内の制御室の操作スロットに並列操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の原子炉注水操作開始を想定している。実際の、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統切替時にプラント状態(原子炉ウェル水位、原子炉水温等)を確認し、早期に原子炉冷却材流出を認識できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員確保が操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系(低圧注水系)のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内の操作及び注入弁の開操作による操作であるため、漏えい箇所の特定制程による1時間を超えている。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧操作である。1弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系(低圧注水系)操作時に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【運転員の確保】</p> <p>中央制御室内の制御室の操作スロットに並列操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の操作開始が早まり、原子炉水位の低下を認知する可能性が高いことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な運転が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、事故を発生して原子炉の電源復旧までの時間は、約5分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	<p>残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水に必要な操作は、所要時間を6分で想定しているところ、訓練実績では約4分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

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

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	<p>【認知】</p> <p>評価では、1時間ごとの中央制御室監視により、原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際の、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統切替時にプラント状態(原子炉ウェル水位、原子炉水温等)を確認し、早期に原子炉冷却材流出を認識できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>運転員による操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の開操作には、原子炉建屋の現場において当番の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における、漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を超えている。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧操作である。1弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に他は並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【運転員の確保】</p> <p>運転員に他の並列操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作において、運転員の残留熱除去系系統切替作業のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、詳細の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な運転が維持される最低水位に到達するまでの時間は、約10時間であり、事故を発生して原子炉の電源復旧までの時間は、約5分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	<p>評価上は作業成立性を確保する時間と生かす時間とを考慮し、このうち、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧までの時間は、約7分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

備考

表 2 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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間に対し、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先度】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を想定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替時のアラート状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和することから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な警戒が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約 2 分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表 2 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 (2 / 2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先度】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を想定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替時のアラート状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和することから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な警戒が確保される最低水位に到達するまでの時間は 10 時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。</p>	<p>評価上は作業立性を確保し、2 時間後とされており、このうち、残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、所要時間 10 分以内であり、約 2 分以内で実施可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

7 日間における燃料の対応について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

添付資料 5.3.5

炉号	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×3台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約543.6m ³	7号炉軽油タンク容量は 約1,920kL(注1)であり、 7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×3台=752.472m ³	7日間の 軽油消費量 約752.5m ³	6号炉軽油タンク容量は 約1,920kL(注1)であり、 7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約635.8m ³	1号炉軽油タンク容量は 約632kL(注2)であり、 7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約635.8m ³	2号炉軽油タンク容量は 約632kL(注2)であり、 7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×3台=752.472m ³	7日間の 軽油消費量 約635.8m ³	3号炉軽油タンク容量は 約632kL(注2)であり、 7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約635.8m ³	4号炉軽油タンク容量は 約632kL(注2)であり、 7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約635.8m ³	5号炉軽油タンク容量は 約632kL(注2)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用電源設備 1台起動。(燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日=7.560m ³ 1号炉原子炉建屋内非常用ディーゼル発電機 2台起動。(燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 92L/h×24h×7日×3台=4,586.4m ³	7日間の 軽油消費量 約1.9m ³	1~7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機用燃料タンク(容量約 100kL)の残容量(合計) 約62kL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2台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※3 検査施設に基づく容量。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料 5.3.5

7日間における燃料の対応について
(運転停止中(原子炉冷却材の流出))

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} (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×2台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約700m ³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m ³ であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7日×1台=155.736m ³		
緊急時対策用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約8m ³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m ³ であり、7日間対応可能

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

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