

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>7.4.1.1 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，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」，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」，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」及び④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。</p> <p>※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</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（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）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「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（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）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「7.4.2 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7.4.1-1図及び第7.4.1-2図に，手順の概要を第7.4.1-3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7.4.1-1表に示す。</p>	<p>5.1 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）</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，①「残留熱除去系の故障（RHR 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，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」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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（低圧注水系）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（原子炉停止時冷却系）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「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（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。また，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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<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、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名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員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7.4.1-4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、14名で対処可能である。</p> <p>a. 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</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、残留熱除去系系統流量等である。</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>7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</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、災害対策要員（初動）12名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員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3名である。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、12名で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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（原子炉停止時冷却系）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。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（原子炉停止時冷却系）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（低圧注水系）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。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）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、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>d. 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>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（原子炉停止時冷却系）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（原子炉停止時冷却系）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、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</p> <p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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」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、「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、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.4.1-2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>(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^{※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</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、「残留熱除去系の故障（RHR 喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、「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、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>(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>(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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は954m³/h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8MW（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 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 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7.4.1-5図に、原子炉水位と線量率の関係を第7.4.1-6図に示す。</p>	<p>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 style="text-align: right;">(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） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は1,605m³/h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43MW（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>a. 事象進展</p> <p>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、第 7.4.1-5 図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約 3.3m 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、第 7.4.1-6 図に示すとおり、必要な遮蔽^{※4}が維持される水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 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。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、「6.2.4.2 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ず必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型スプレーヘッド）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、可搬型スプレーヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>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。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、第 5.1-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 4.2m 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、第 5.1-5 図に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 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。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（可搬型スプレーノズル）を使用した使用済燃料プールスプレーの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレーノズル及びホ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>7.4.1.3 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、第 7.4.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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>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>一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>(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（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、第 5.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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>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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	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、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^{※1} 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</p>	<p>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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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℃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>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（低圧注水モード）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、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>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>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、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、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（低圧注水系）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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 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>(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 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>(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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 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 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。 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 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 style="text-align: right;">(添付資料 5.1.8)</p>	
<p>7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価 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、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、「7.4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「7.5.2 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。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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、「7.5.1(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。 a. 水源</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 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12名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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。 a. 水 源</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<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、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、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）</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>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>7.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）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、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（常設代替高圧電源装置2台）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、約755.5kLの軽油が必要となる。</p> <p>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、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約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5.1.9)</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。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。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料5.1.10)</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（原子炉停止時冷却系）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（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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、有効燃料棒頂部の冠水、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、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、残留熱除去系による原子炉注水、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「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>冷却機能喪失)の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障 (RHR 喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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 (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、燃料有効長頂部の冠水、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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.4.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について				第 5.1-1 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					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備			操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備			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】	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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 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】	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（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）* サブプレッション・チェンバ* エンバ*	—	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（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	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。 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。	【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】	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）*	—	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*

【 】：重大事故等対応設備（設計基準仕様）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.4.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）			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	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	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)	崩壊熱	約 18.8MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後※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 (セパレータスカート下端から +119cm)	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から +126cm)	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	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
事故条件	起回事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	起回事象、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	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：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。

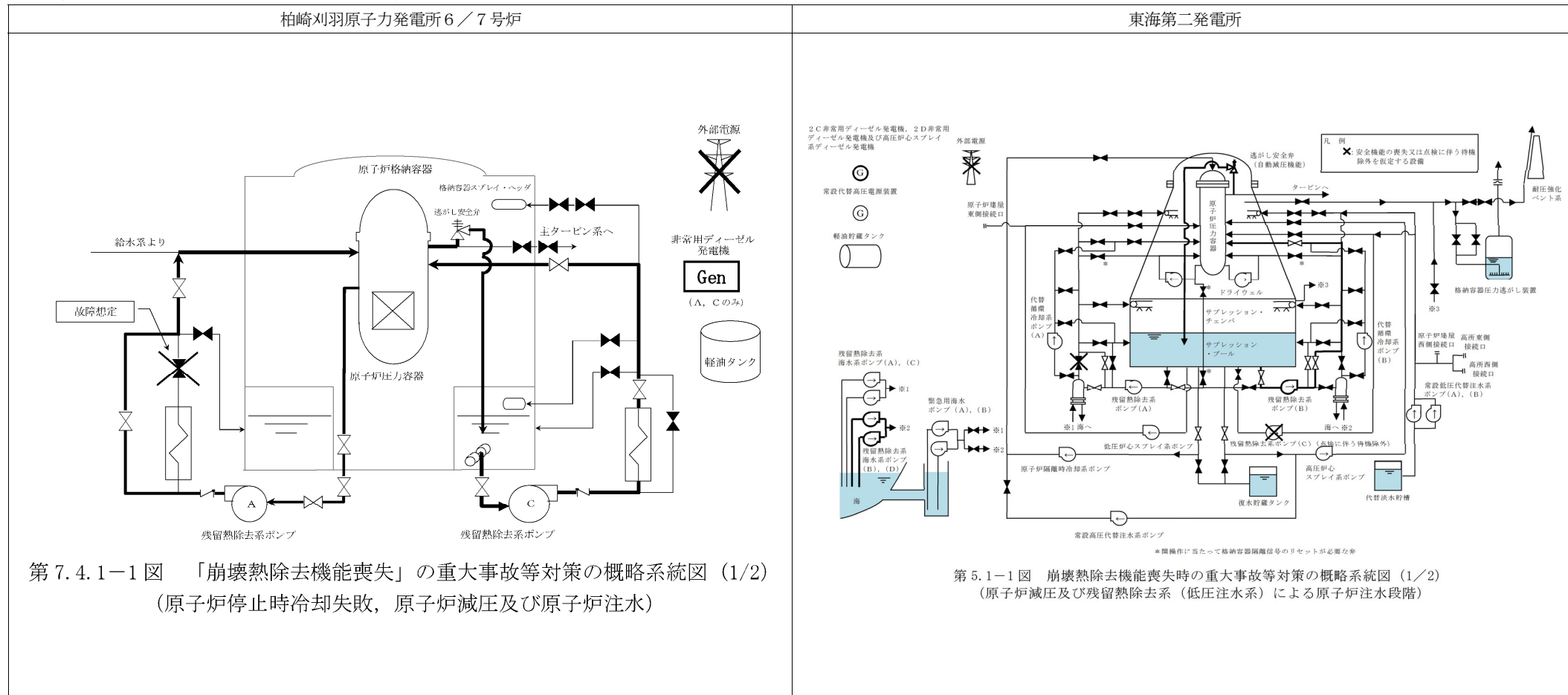
※1 原子炉停止から 1 日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※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

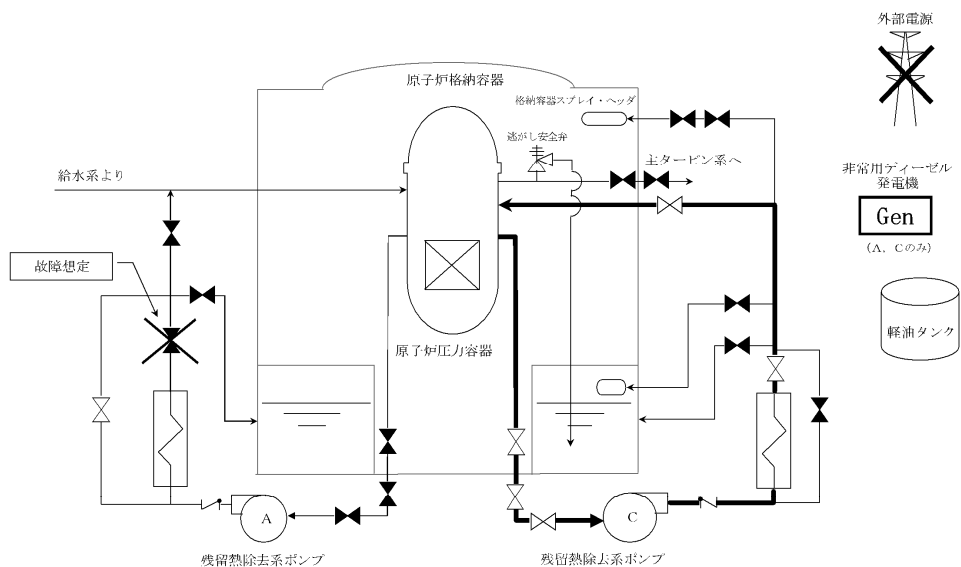
備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.4.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）			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	項目		主要評価条件
重大事故等対策に 関連する 機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m ³ /h で注水	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）	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（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 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	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		残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 事象発生から約 2 時間後
条件設定の考え方			条件設定の考え方		
低圧注水系の設計値として設定			残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定		
残留熱除去系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）			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）		
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			残留熱除去系の機能喪失に伴う以上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		
備考					

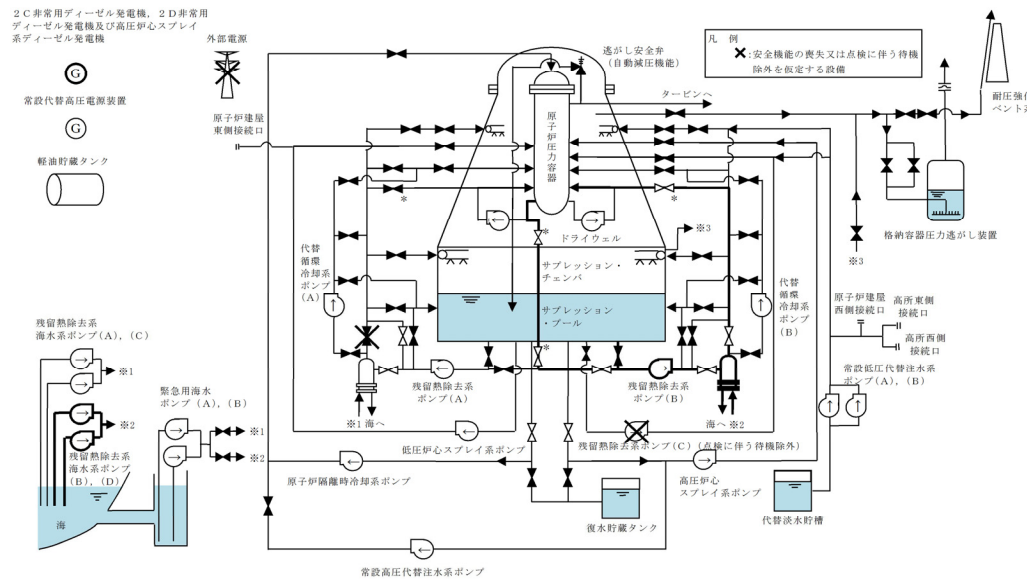


柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.4.1-2 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)

東海第二発電所

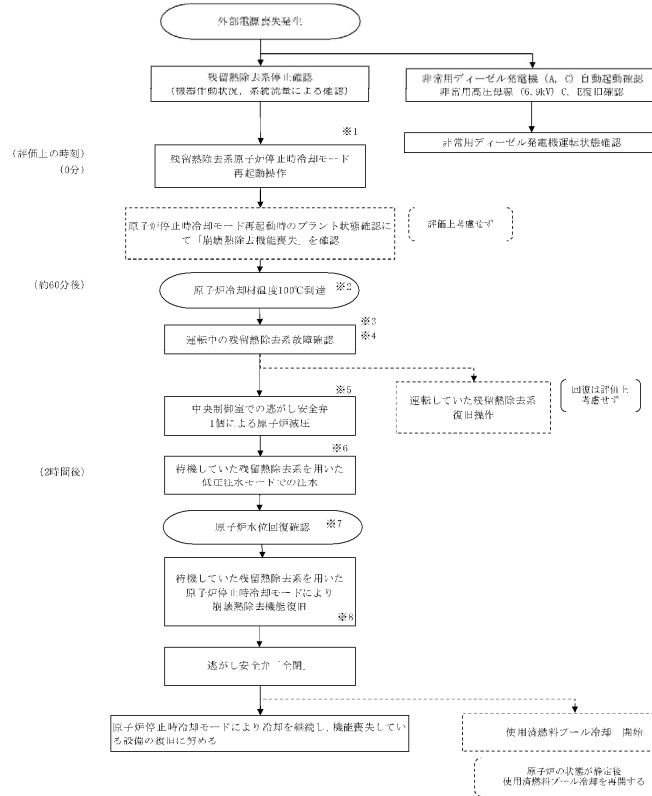
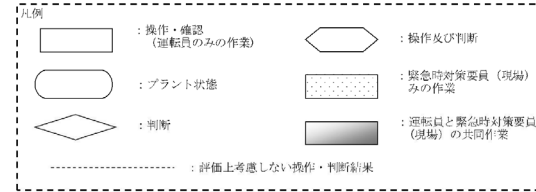


第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

備考

柏崎刈羽発電所6/7号炉

プラント前掲条件
 ・プラント停止後1日目
 ・原子炉圧力容器閉鎖中
 ・原子炉格納容器閉鎖中
 ・圧縮空気供給が全停
 ・非常用ディーゼルの発電機 (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) 低圧注水モード作動中
 ・原子炉水位通常運転水位（通常、原子炉停止時内炉モード運転時は1150mm以上）



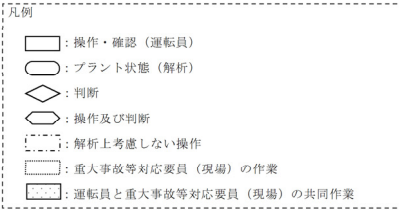
- ※1 崩壊熱除去機能喪失を回避するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不遂」を評価条件とする。実際は、原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再稼働後から原子炉冷却材温度を継続監視するため、早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる
- ※2 約1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する
- ※3 1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を検知する
- ※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
 評価上、人的過誤等の認知を約60分後としているため、建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する
- ※5 評価上、原子炉圧力容器を人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位置 (TAF) 3.3m (レベル3—約50mm) 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

第 7. 4. 1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

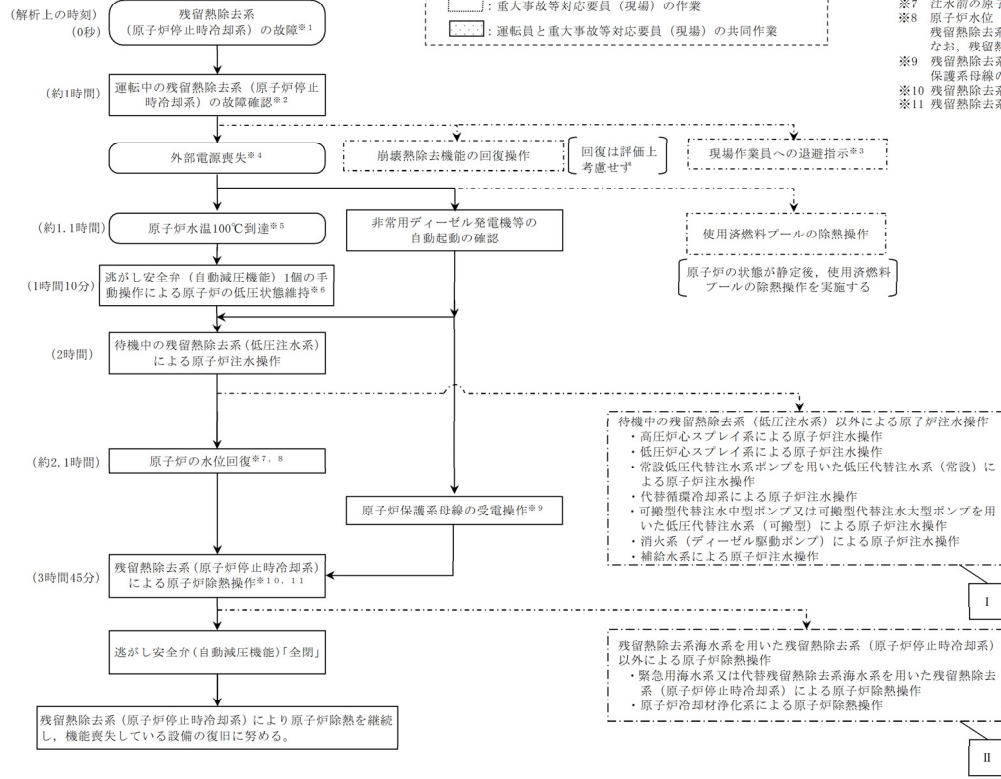
備考

東海第二発電所

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擬するため「熱交換器出口弁閉閉」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の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
- ※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、当直電長からの送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。
- ※4 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 実機作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下を厳しく見積もるために、原子炉水位が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手動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。
- ※9 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。保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離弁を閉状態にするために、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動弁を閉状態にする。



【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

I
 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、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）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（ディーゼル駆動ポンプ）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。

第5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要

備考

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		当班長		1人			中央監視		0 0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5											
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		緊急時対策本部連絡	▽ 現象発生												
状況判断	責任者	当班長	1人	中央監視	緊急時対策本部連絡						プラント状況確認 (残留熱除去系故障認知) 約90分 原子炉冷却材温度100℃到達 2時間 原子炉注水開始										
	指揮者	6号	当班副長	1人	各号炉運転操作指揮		中央制御室連絡 監視室併用連絡														
残留熱除去系復旧操作	連絡者	緊急時対策本部連絡		5人	中央制御室連絡 監視室併用連絡		緊急時対策室員 (現操)														
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	6号	7号	緊急時対策室員 (現操)													
残留熱除去系復旧操作	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電線喪失確認														
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機起動確認														
原子炉水位回復作業	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (運転機) 原子炉停止時冷却モード 停止確認														残留熱除去系ポンプ (d)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (運転機) 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 (d)
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 (待機機) 原子炉注水モード 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)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機機) 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)
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	-	-	2人 C, D	2人 e, d	-	-	・放射線防護装置準備						10分								
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・設備移動						30分								残留熱除去系ポンプ (c)
使用済燃料プール冷却 再開 (詳細は考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機機) 原子炉停止時冷却モード 駆動操作						5分								残留熱除去系ポンプ (c)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視						適宜実施								残留熱除去系ポンプ (c)
使用済燃料プール冷却 再開 (詳細は考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整						30分								
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動						30分								燃料プール水温 (77℃) 以下維持 監視を確保して対応する
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 e, 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

第 7.4.1-4 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (運転停止時 崩壊熱除去機能喪失)

東海第二発電所

				経過時間 (時間)					備考	
				1	2	3	4	5		55
操作項目	実施箇所・必要要員数 【】は操作業法移動してきた要員			操作の内容	運転停止中 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) 事象発生 約1時間 プラント状況判断 約1.1時間 原子炉水温100℃到達 2時間 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水開始 約2.1時間 原子炉水位回復 3時間45分 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 操作開始					
	責任者	当直発電長	1人							中央監視 運転操作指揮
	操作	当直副発電長	1人	運転操作指揮権限						
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	移動での指揮 発電所内外連絡						
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)							
状況判断	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉水温上昇、残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止確認 						残留熱除去系ポンプ (A)
作業員への進捗指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への進捗指示	60分以内に進捗完了					解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1個の手動開放操作	1分					
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分					
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 C	1人 B	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の系統構成操作 (現場)	45分					
崩壊熱除去機能の回復操作	-	【1人】 C	【1人】 A	●崩壊熱除去機能の回復操作	適宜実施					解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10分					
	-	-	2人 B, C	●原子炉保護系母線の復旧操作 (現場)	105分					
作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	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分					
	-	-	-	●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作	2分					
原子炉保護系母線の受電操作	【2人】 A, B	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作 (中央制御室)	10分					
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 (低圧注水系) による原子炉注水の停止操作	2分					
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の系統構成操作 (中央制御室)	30分					残留熱除去系ポンプ (B)
	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●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 ●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 	6分					適宜監視
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水過水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 	適宜実施					解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動まで実施する 解析上考慮しない 約55時間までに実施する
必要要員合計	2人 B, B	1人 C	3人 B, B, C							

第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>有効燃料棒頂部からの水位 (m)</p> <p>原子炉水温 100℃到達 (事象発生約1時間後)</p> <p>水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施し、その後残留熱除去系(停止時冷却モード)による崩壊熱除去を実施 (注水により水位はただちに通常運転水位まで回復)</p> <p>残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始 (事象発生2時間後 水位有効燃料棒頂部から約3.3m上)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>レベル8 レベル3 レベル2 レベル1.5 レベル1</p> <p>第7.4.1-5図 原子炉水位の推移</p>	<p>燃料有効長頂部からの水位 (m)</p> <p>原子炉水温 100℃到達 (事象発生約1.1時間後)</p> <p>水位回復後は、崩壊熱相当の注水を実施し、その後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による崩壊熱除去を実施 (注水により水位はただちに通常運転水位まで回復)</p> <p>残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水開始 (事象発生2時間後、水位は燃料有効長頂部から約4.2m上)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>レベル8 レベル4.9 レベル2 レベル1</p> <p>第5.1-4図 原子炉水位の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>線量率 (mSv/h)</p> <p>燃料を線源とした線量率が支配的な水位</p> <p>上部格子板を線源とした線量率が支配的な水位</p> <p>蒸気乾燥器及び気水分離器を線源とした線量率が支配的な水位</p> <p>水位の低下 (有効燃料棒頂部から約 3.3m)</p> <p>原子炉運転中の通常運転水位</p> <p>有効燃料棒頂部からの水位 (m)</p> <p>第 7.4.1-6 図 原子炉水位と線量率</p>	<p>線量率 (mSv/h)</p> <p>燃料を線源とした線量率が支配的な水位</p> <p>蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドを線源とした線量率が支配的な水位</p> <p>水位の低下 (燃料有効長頂部から約 4.2m 上)</p> <p>通常運転水位</p> <p>目標線量率 (10mSv/h)</p> <p>燃料有効長頂部からの水位 (m)</p> <p>第 5.1-5 図 原子炉水位と線量率</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.4.2.1 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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」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、低圧代替注水系（常設）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、代替原子炉補機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、低圧代替注水系（常設）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7.4.2-1図及び第7.4.2-2図に、手順の概要を第7.4.2-3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7.4.2-1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、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。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</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、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」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、低圧代替注水系（常設）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、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、低圧代替注水系（常設）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、災害対策要員（初動）19名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員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10名である。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について第7.4.2-4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、16名で対処可能である。</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、残留熱除去系系統流量である。</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、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）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、原子炉圧力容器温度である。 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. 低圧代替注水系（常設）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復水移送ポンプ1台を手動起動し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）等である。</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 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。 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</p>	<p>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、19名で対処可能である。</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、残留熱除去系系統流量である。</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、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）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（原子炉停止時冷却系）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（原子炉停止時冷却系）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、原子炉圧力容器温度である。 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. 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。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。これにより、原子炉水位を通常運転水位付近に維持する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）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）等である。</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 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。 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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 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。</p> <p>7.4.2.2 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、「6.2 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。 なお、「7.4.1 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。 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。 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>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.4.2-2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a. 初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 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。 (b) 崩壊熱 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。 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>設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 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 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 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（RHR S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。 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。 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。 (添付資料5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.2-2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a. 初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 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。 (b) 崩壊熱 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。 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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<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^{※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>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 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。起因事象として、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) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は 150m³/h とする。</p> <p>(b) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>(c) 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 8MW（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 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」</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>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、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。また、残留熱除去系海水系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。起因事象として、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) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は、蒸発量に応じた注水流量として 27m³/h とする。</p> <p>(b) 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） 伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 24MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃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」</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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 145 分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) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 145 分後から開始する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は軸受等の冷却が必要となるため、代替原子炉補機冷却系の準備が完了する事象発生 20 時間後から開始する。</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 7.4.2-5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 7.4.2-6 図に示す。</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、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。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から 145 分経過した時点で、低圧代替注水系（常設）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 2.9m 上まで低下することとどまる。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 20 時間経過した時点で、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、第 7.4.2-5 図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約 2.9m 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、第 7.4.2-6 図に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}を確保できる水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 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。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 145 分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（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。</p> <p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)か</p>	<p>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 21 分までに中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）による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 時間後から開始する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は軸受等の冷却が必要となるため、緊急用海水系の準備が完了する事象発生 4 時間 10 分後から開始する。</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 5.2-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。</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、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。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から約 1.1 時間後以降は、低圧代替注水系（常設）により蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。</p> <p>事象発生から 4 時間 10 分経過した時点で、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、第 5.2-4 図に示すとおり、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通常運転水位付近に維持することができ、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、第 5.2-5 図に示すとおり、必要な遮蔽[※]が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 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。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 25 分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（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。</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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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>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。</p> <p>7.4.2.3 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>本重要事故シナジスは、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>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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約 40℃～約</p>	<p>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。</p> <p>(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>本重要事故シナジスは、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>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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約 47℃～約</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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℃、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</p>	<p>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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>た 10mSv/h^{※2}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、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>※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>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。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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<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低圧代替注水系（常設）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145分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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、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。</p> <p>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。</p> <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20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</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低圧代替注水系（常設）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>(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</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低圧代替注水系（常設）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25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については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。</p> <p>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。</p> <p>操作条件の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）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から4時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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低圧代替注水系（常設）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、実態の操作時間は評価上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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低圧代替注水系（常設）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は約 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が 145 分であるため、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 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、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。</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>7.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までの必要な要員は、「7.4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 16名である。「7.5.2 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。</p> <p>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。</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、「7.5.1(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>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。</p>	<p>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低圧代替注水系（常設）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は約 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が約 1.1 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>操作条件の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）運転による原子炉除熱操作は、事象発生 4 時間 10 分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、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。</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 style="text-align: right;">(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</p> <p>(1) 必要な要員の評価</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、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 19名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.2.4)</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<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。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）及びガスタービン発電機用燃料タンク（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>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の負荷として、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>7.4.2.5 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、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、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「外部電源喪失＋交流電源喪失＋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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水</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。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。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5.2.5）</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離しを行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料5.2.6）</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、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、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「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉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、有効燃料棒頂部の冠水、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、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉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>系（常設）による原子炉注水及び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、燃料有効長頂部の冠水、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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉				東海第二発電所																															
第 7.4.2-1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について				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																															
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			重大事故等対処設備																														
		常設設備	可搬型設備	計装設備	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。	所内蓄電式直流電源設備	—	【残留熱除去系系統流量】	—	—	残留熱除去系系統流量*																												
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 1 個を開操作する。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力容器温度	—	—	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	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復水移送ポンプ1台を手動起動し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ (16kL)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RRR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位(SA)	—	—	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	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。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（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 (4kL, 16kL)	【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)																												
【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)				<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">操作及び確認</th> <th rowspan="2">手 順</th> <th colspan="3">重大事故等対処設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>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</td> <td>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。</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>残留熱除去系系統流量*</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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、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。</td> <td>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）*</td> <td>—</td> <td>原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</td> <td>中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流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。</td> <td>常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク</td> <td>—</td> <td>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) 代替淡水貯槽水位</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>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系ポンプ 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。 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。</td> <td>常設代替交流電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク</td> <td>—</td> <td>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)</td> </tr> </tbody> </table>				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（原子炉停止時冷却系）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、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。	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。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。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位 (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) 代替淡水貯槽水位	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	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系ポンプ 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。 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。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 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)
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（原子炉停止時冷却系）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、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。	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。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。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位 (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) 代替淡水貯槽水位																															
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	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系ポンプ 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。 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。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 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る設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの																															
備 考																																			

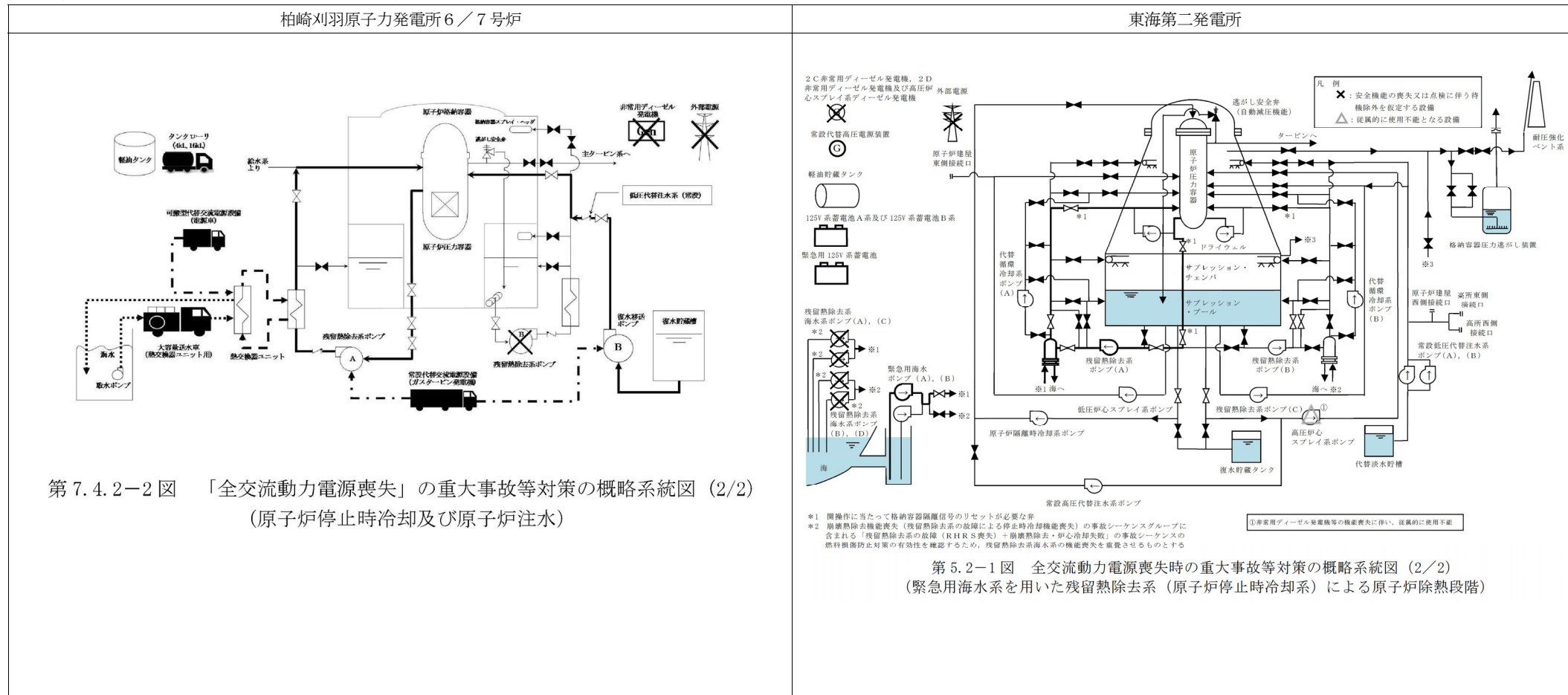
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.4.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）				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	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	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 22.4MW (9×9 燃料(A型), 原子炉停止 1 日後 ^{※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		燃料の崩壊熱	約 18.8MW (9×9 燃料(A型), 原子炉停止 1 日後 ^{※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		原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から +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		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		外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	事故条件	起因事象	外部電源喪失		送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	事故条件	起因事象
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	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 残留熱除去系海水系		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 残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定
外部電源		外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源	外部電源なし		起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定
<p>※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。</p> <p>※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。</p>				<p>※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。</p> <p>※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</p>			
備 考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.4.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）(2/2)				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	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）	150m ³ /h で原子炉注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	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）	27m ³ /h で原子炉注水	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定		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1基当たり約24MW（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、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
	残留熱除去系（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）	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）による原子炉注水準備操作	事象発生から 25 分後	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
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）起動操作	事象発生 145 分後	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	重大事故等対策に関連する 操作条件	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から約 1.1 時間後	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
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定		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	事象発生から 4 時間 10 分後	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
	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	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定				
備考							

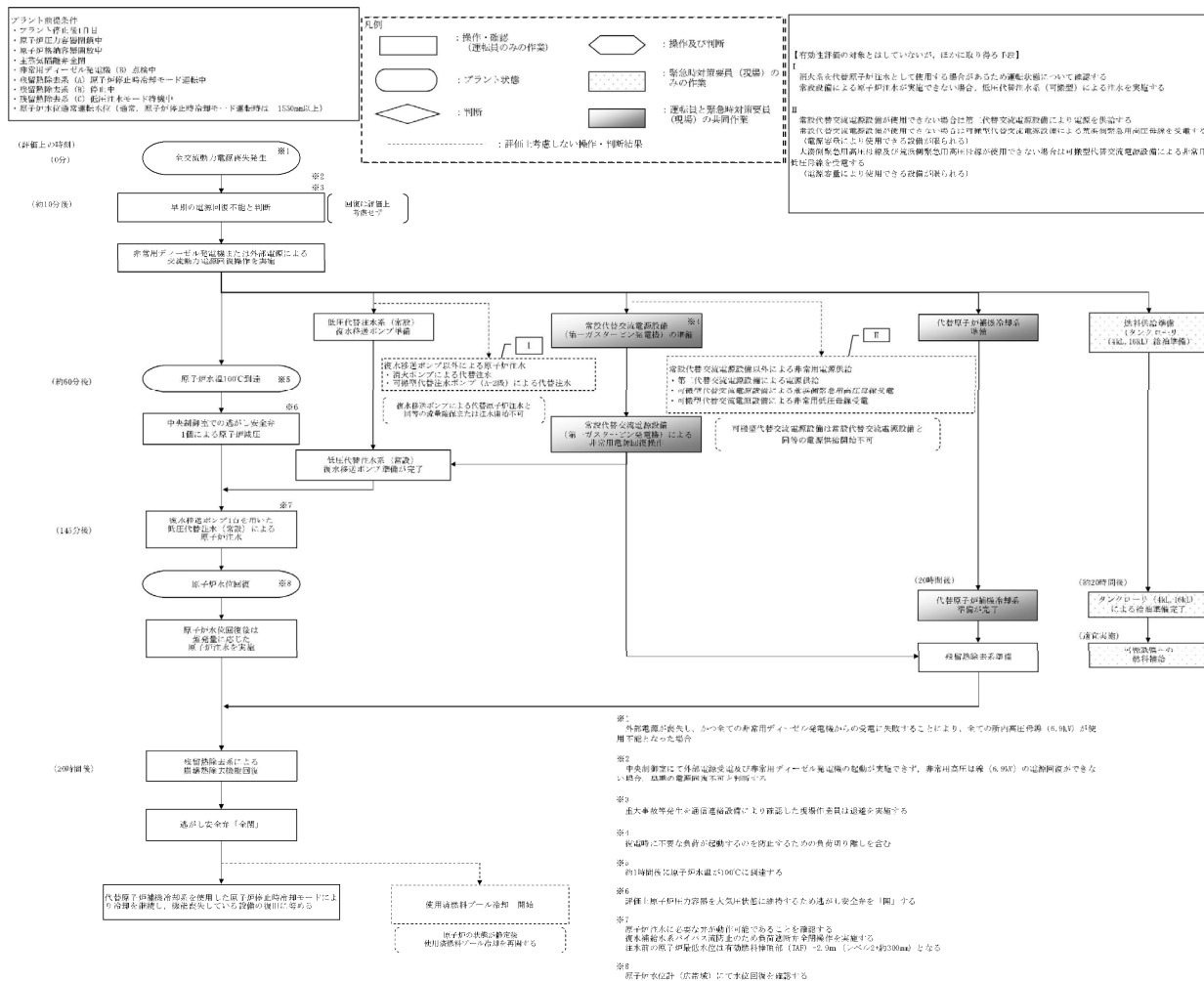
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所
<p>第 7.4.2-1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)</p>	<p>第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)</p>
<p>備考</p>	



備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (運転停止時 全交流動力電源喪失)

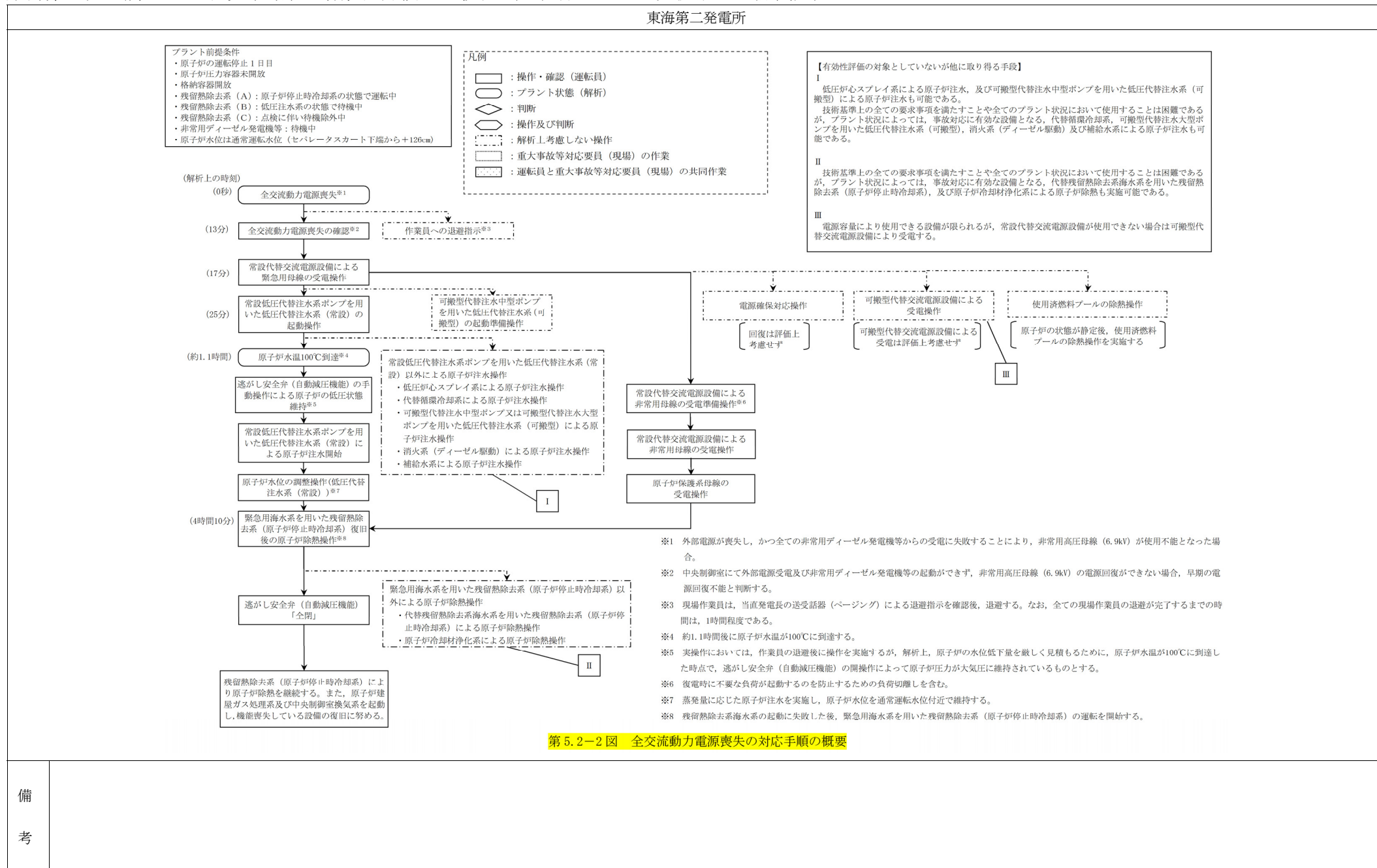
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉



第7.4.2-3図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

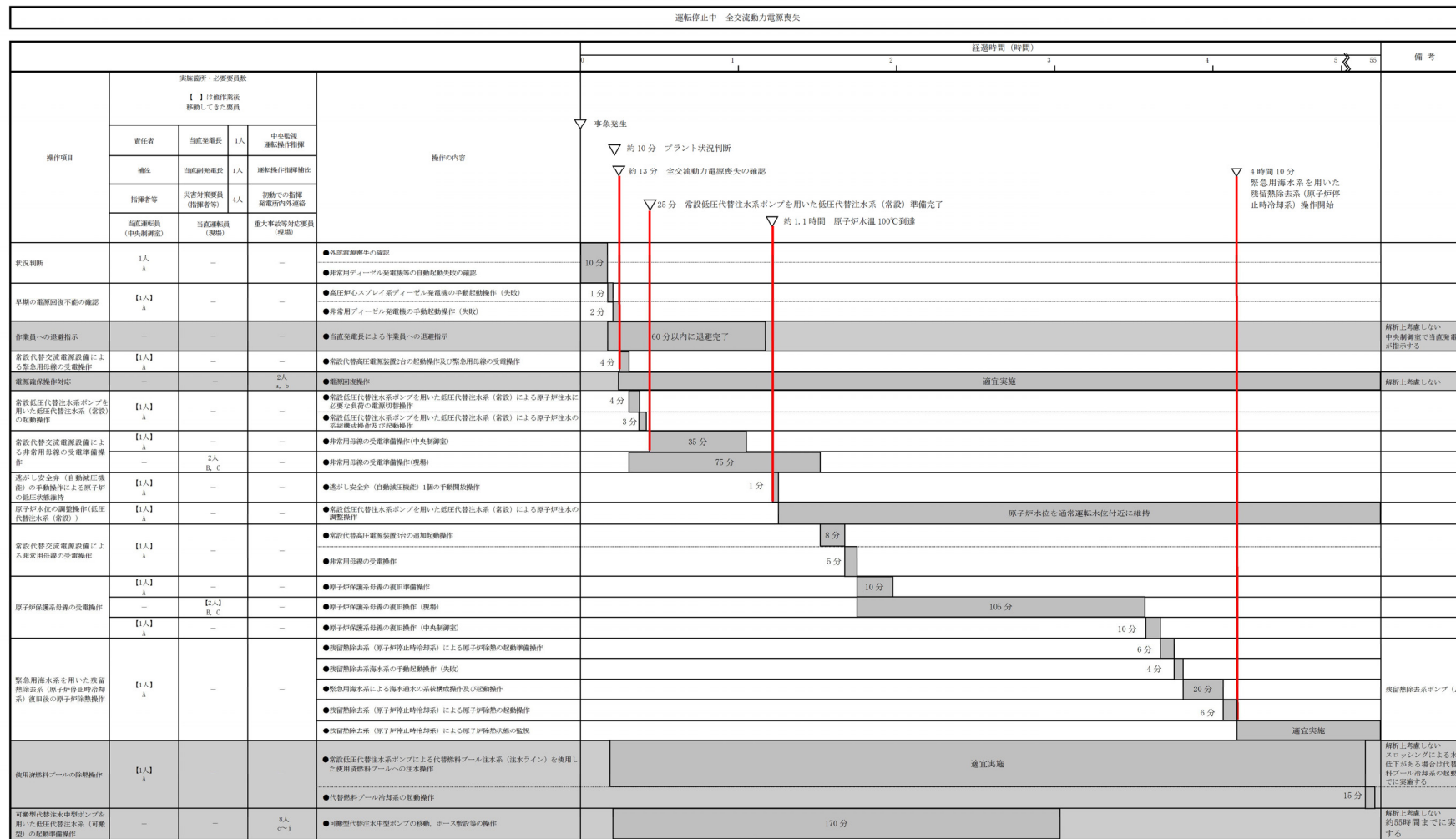


第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失の対応手順の概要

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (運転停止時 全交流動力電源喪失)

東海第二発電所



第 5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉

全交流動力電源喪失							経過時間（分）																		備考		
種別項目	実施箇所・必要人員数						種別の内容	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24				
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			20時間 崩壊熱除去機能回復																			
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																					
炉内代用止水系（冷却） 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	炉内代用止水系 注水操作																				
冷却設備	-	-	-	-	2人		・放射線防護設備検査/点検 ・凝縮タンクからのタンクローラ「出島」への移動	10分												120分	タンクローラ「出島」現場において凍結防止タンクからの移動						
冷却作業	-	-	-	-	2人		・第一ガスタービン室凝縮器出口タンクへの移動																				
代用冷却設備制御系 運転操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料温度監視装置	10分																			
	-	-	-	-	-	-	・現場点検 ・炉内原子炉設備の点検 現場点検継続																			300分	
	-	-	-	-	13人 (参観) ※1, ※2	13人 (参観) ※1, ※2	・放射線防護設備点検	10分																			
	-	-	-	-	-	-	・原燃待機 ・燃料貯蔵室及びヒート交換機、配管及び凝縮器点検																			10時間	
冷却設備	-	-	-	-	※1 ↓ (2人)		・凝縮タンクからのタンクローラ「出島」への移動																			140分	タンクローラ「出島」現場において凍結防止タンクからの移動
冷却作業	-	-	-	-	※2 ↓ (3人)		・冷却水への移動 ・大容量止水系（熱交換器はヒット用）への移動																				停止実施
代用冷却設備制御系 監視	-	-	-	-	※2 ↓ (3人)		・炉内原子炉設備監視系 放射線監視																				停止実施
代用蒸気発生系（原子炉停止時待機モード） 運転準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時待機モード 運転準備																			20分	
代用蒸気発生系（原子炉停止時待機モード） 運転操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時待機モード 運転																			10分	
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時待機モード運転中に発生する原子炉設備監視																				運転実施
使用済燃料プール冷却 初期（冷却）作業	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料プール冷却用化学処理設備冷却水回し点検																			40分	
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スプレッドタンク水位監視 ・燃料プールの水位監視 点検継続																			30分	燃料プール水温「27℃」以下維持 監視を継続して対応する
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却用ポンプを再稼働し使用済燃料プールの水位を回復する ・必要に応じてスプレッドタンクからの給水を実施する																			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 (その他参観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 7.4.2-4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (運転停止時 全交流動力電源喪失)

東海第二発電所					2 ページ前と同じ							
運転停止時 全交流動力電源喪失					経過時間 (時間)					備考		
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は操作前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	当直発電員	1人		中央監視 運転操作指揮	0	1	2	3		4	5
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10分							
早期の電源回復下流の確認	1人 A	-	-	●高圧炉心スプレィシステムディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗) ●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分 2分							
作業員への進路指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への進路指示	60分以内に迅速完了							解任上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	1人 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分							
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●定期回復操作	適宜実施							解任上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	1人 A	-	-	●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) による原子炉注水に必要な負荷の電源確保操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の継続維持操作及び起動操作	4分 3分							
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	1人 A	-	-	●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)	35分							
速がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉の低圧状態確保	1人 A	-	-	●速がし安全弁 (自動減圧機能) 1個の手動開放操作	1分							
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	1人 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近に維持							
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	1人 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 5分							
原子炉保護系母線の受電操作	1人 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10分							
原子炉保護系母線の復旧操作 (中央制御室)	1人 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作 (中央制御室)	105分							
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	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 ●残留熱除去系海水系の手動起動操作 (失敗) ●緊急用海水系による海水連水の系統構成操作及び起動操作 ●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 ●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	6分 4分 20分 6分							残留熱除去系ポンプ (A)
使用済燃料プールの加熱操作	1人 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 15分							解任上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の稼働までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分							解任上考慮しない 約55時間までに実施する
必要員合計	1人 A	2人 B, C	10人 a~j									

第 5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>有効燃料棒頂部からの水位 (m)</p> <p>原子炉水温 100℃到達 (事象発生約1時間後)</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉圧力容器除熱機能が復旧する20時間後まで崩壊熱相当の注水継続 (事象発生約3時間後に通常運転水位まで回復)</p> <p>低圧代替注水系 (常設) による注水開始 (事象発生145分後 水位 有効燃料棒頂部から約2.9m上)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>レベル 8 レベル 3 レベル 2 レベル 1.5 レベル 1</p> <p>第 7. 4. 2-5 図 原子炉水位の推移</p>	<p>燃料有効長頂部からの水位 (m)</p> <p>沸騰開始 (約1.1時間後) までに注水準備が完了するため、通常運転水位付近に維持できる</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>レベル 8 レベル 3 レベル 2 レベル 1</p> <p>第5.2-4図 原子炉水位の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7. 4. 2-6 図 原子炉水位と線量率</p>	<p>第 5. 2-5 図 原子炉水位と線量率</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>7.4.3.1 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「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」、②「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」、③「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」、④「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」及び⑤「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」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、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材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>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（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）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 7.4.3-1 図及び第 7.4.3-2 図に、手順の概要を第 7.4.3-3 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 7.4.3-1 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、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</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「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」、②「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」、③「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」及び④「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」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>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（低圧注水系）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（原子炉停止時冷却系）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（低圧注水系）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、災害対策要員（初動）9 名である。その内訳は次のとおりである。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>構成され、合計14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員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7.4.3-4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、14名で対処可能である。</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。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。</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、原子炉水位である。</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れ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、原子炉水位である。</p> <p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水</p> <p>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（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、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>7.4.3.2 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、「6.2 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、「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」である^{*1}。</p> <p>残留熱除去系は通常、3系統あるうち1系統又は2系統を用いて、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>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、9名で対処可能である。</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、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。</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、原子炉水位（広帯域）である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料5.1.1）</p> <p>b. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</p> <p>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（低圧注水系）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（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>5.3.2 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、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、「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」である^{*1}。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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、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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>「RHR 系統切替え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り、原子炉压力容器の上蓋が開放されている「POS B 原子炉ウエル満水状態」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、有効燃料棒頂部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 2 時間以上の時間余裕^{※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>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、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。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 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</p> <p>※2 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）</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 7.4.3-2 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) 原子炉压力容器の状態</p> <p>原子炉压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。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。</p> <p>(b) 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の初期水位は、原子炉ウエル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと原子炉ウエ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、原子炉初期水温は 52℃とする。</p>	<p>る。</p> <p>「RHR 系統切替え時の LOCA」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、原子炉压力容器の上蓋が開放されている「POS-B 原子炉ウエル満水状態」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、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約 3.5 時間の時間余裕^{※2}があり、かつ、原子炉水位（広帯域）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>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、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。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 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。</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燃料有効長頂部まで低下するまでの時間</p> <p>(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) 原子炉压力容器の状態</p> <p>原子炉压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（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。</p> <p>(b) 原子炉水位及び原子炉水温</p> <p>事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウエル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと原子炉ウエ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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、残留熱除去系の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には、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。</p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>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時間以上と長い為、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</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。</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>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は954m³/h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、「6.3.5 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>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には、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。</p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>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約3.7時間と長い為、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</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>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。</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>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は1,605m³/h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（低圧注水系）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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<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 7. 4. 3-5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 7. 4. 3-6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 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。 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。 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 原子炉水位は、第 7. 4. 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。 第 7. 4. 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。 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。 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。 本評価では、「6. 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。 ※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。 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。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。 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。</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. 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 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（低圧注水系）による原子炉注水を行う。 その後は、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（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を行う。 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 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。 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。 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。 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。 ※ 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。 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。 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。 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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.3.3 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、第7.4.3-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。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。</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、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>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧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。原子炉圧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</p>	<p>ら約14m下）の位置である。</p> <p>(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、第5.3-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。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>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧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。原子炉圧力容器の未開放時は、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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>るため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、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</p> <p>初期条件の原子炉水温について、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 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。</p> <p>初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウエル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウエルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウエル満水と高い位置となるが、原子炉圧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、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧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。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、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>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>が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、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>(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及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウエル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウエルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウエル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位（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。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、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。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、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く、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、原子炉水位が燃料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>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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<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（低圧注水モード）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>(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（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>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、必要な遮蔽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>(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</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、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（原子炉停止時冷却系）系統切替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>(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（低圧注水系）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20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>(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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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>7.4.3.4 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、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、「7.4.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「7.5.2 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。</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、「7.5.1(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、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）</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>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</p>	<p>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5.3.4)</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9名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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（低圧注水系）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>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。</p> <p>c. 電 源</p> <p>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、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。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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>7.4.3.5 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、残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「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」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、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。</p> <p>その結果、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、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、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。</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、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。</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「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」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、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。</p> <p>その結果、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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、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。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

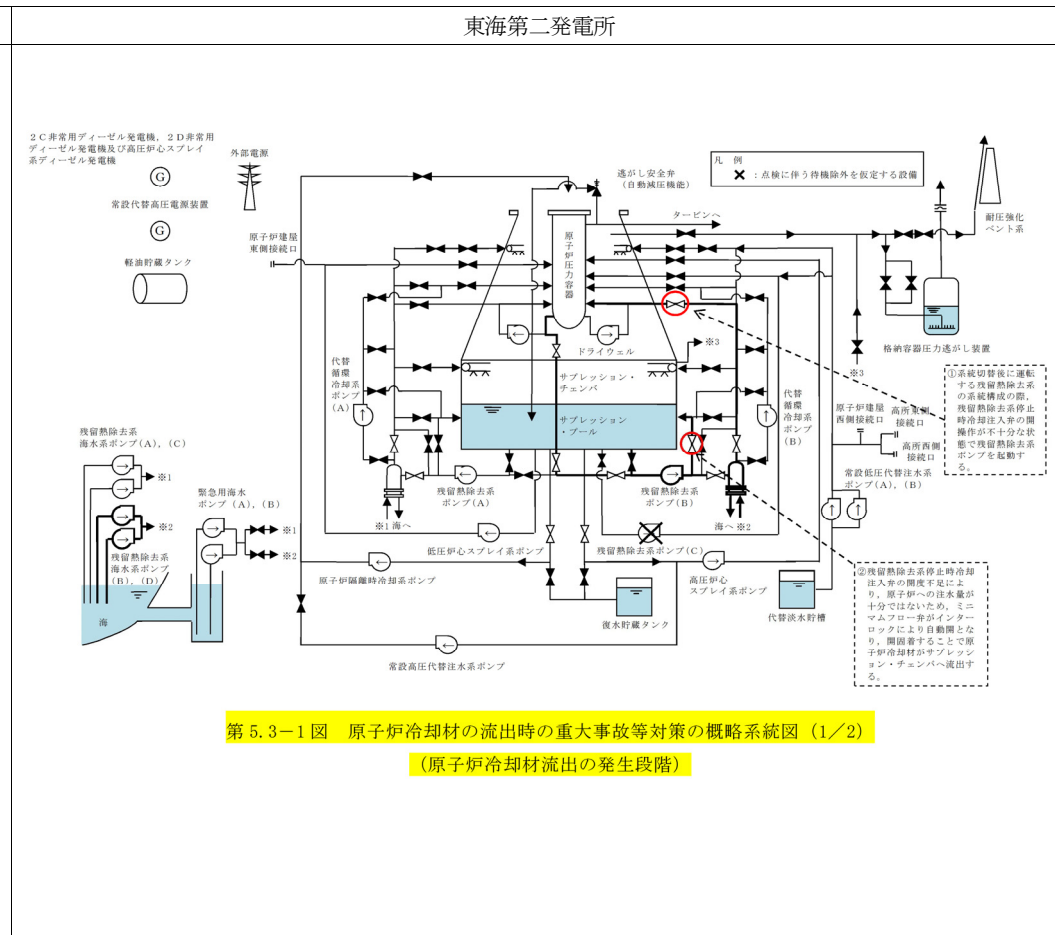
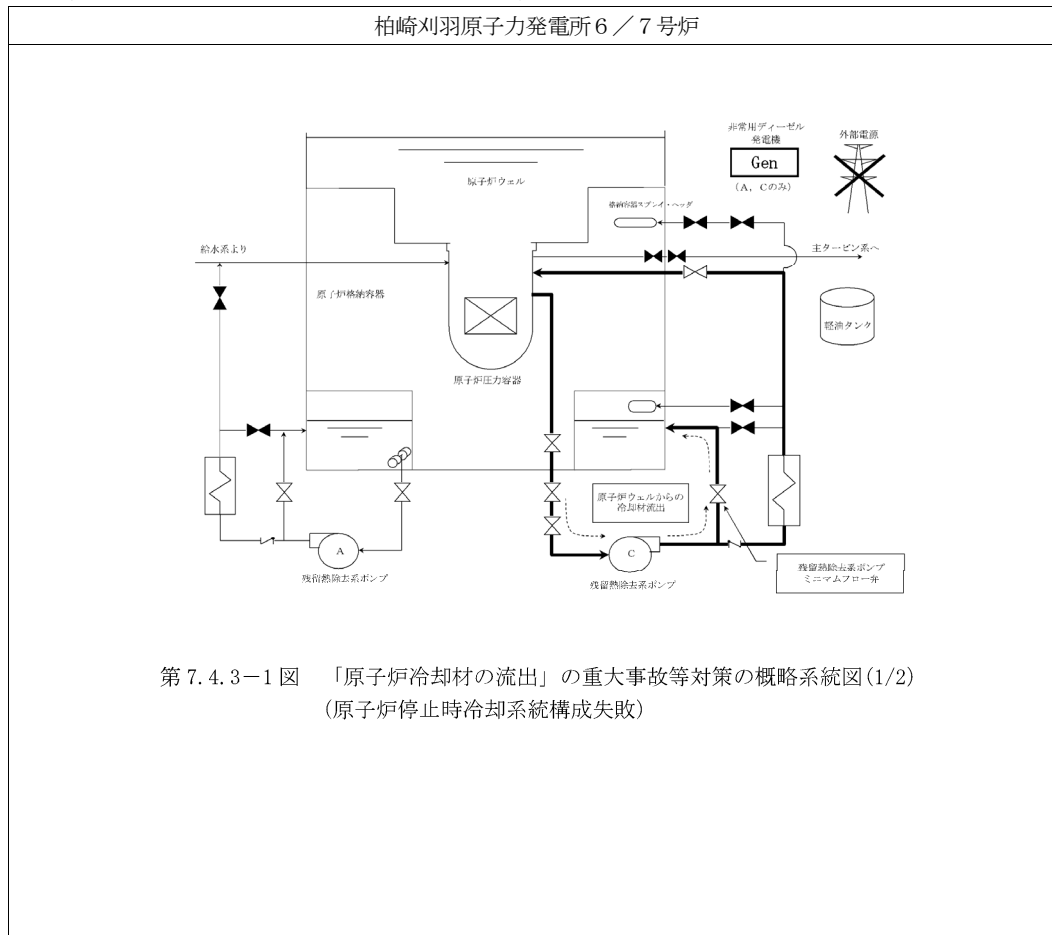
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉					東海第二発電所				
第 7.4.3-1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について					第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について				
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備			常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、崩壊熱除去機能が喪失する	【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・チェンバ・プール水位	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) 運転で原子炉水位を実施する	残留熱除去系 (低圧注水系)* サブプレッション・チェンバ*	—	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 (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】					
【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)					* 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				
備 考									

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

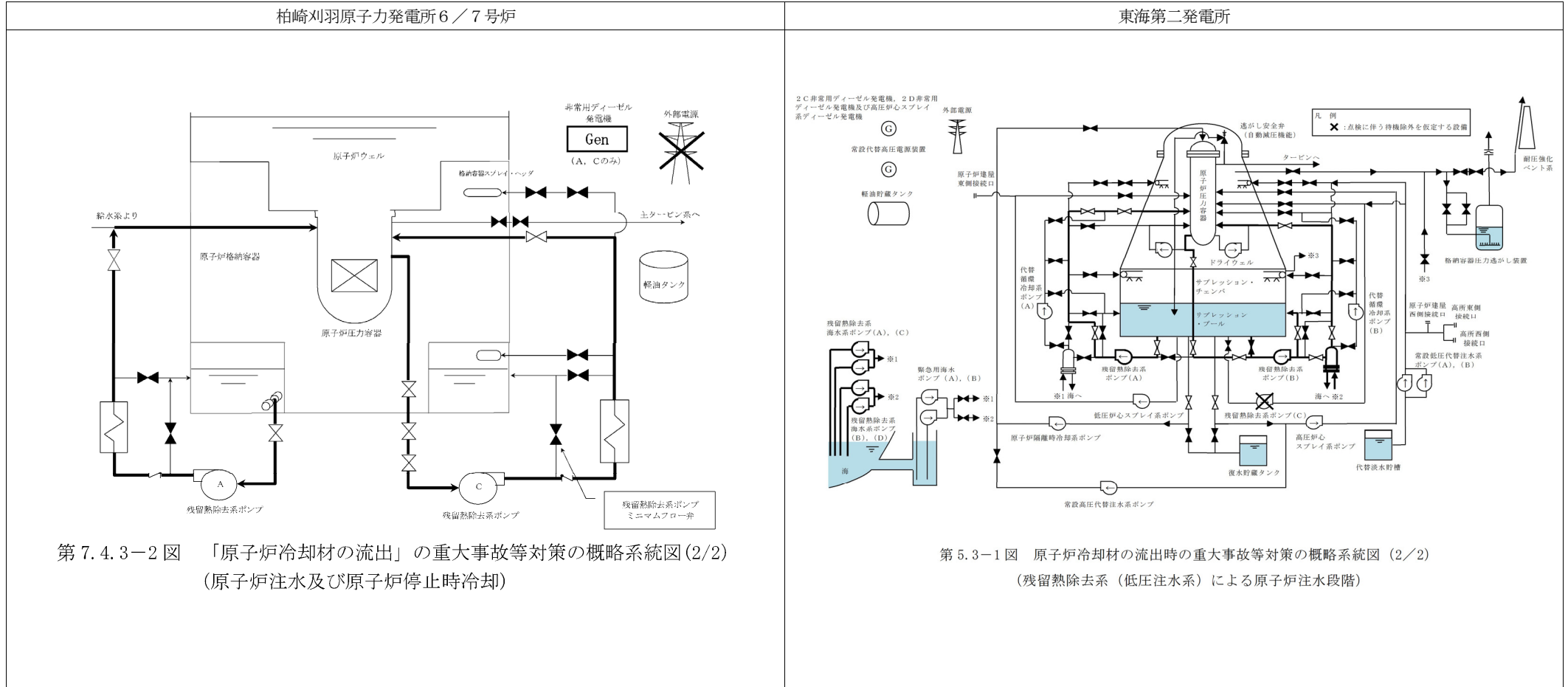
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉				東海第二発電所			
第7.4.3-2表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）				第5.3-2表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）			
	項目	主要評価条件	条件設定の考え方		項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器の開放状態を想定	初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定		原子炉水位	原子炉ウェル満水	原子炉压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	原子炉压力容器開放を想定		原子炉圧力	大気圧	原子炉压力容器の開放を想定
	ブルゲートの状態	閉	保有水が少ないブルゲート閉を想定		ブルゲートの状態	閉	保有水が少ないブルゲート閉を想定
	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	事故条件	起回事象
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	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		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
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	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	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	外部電源あり		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
備考							

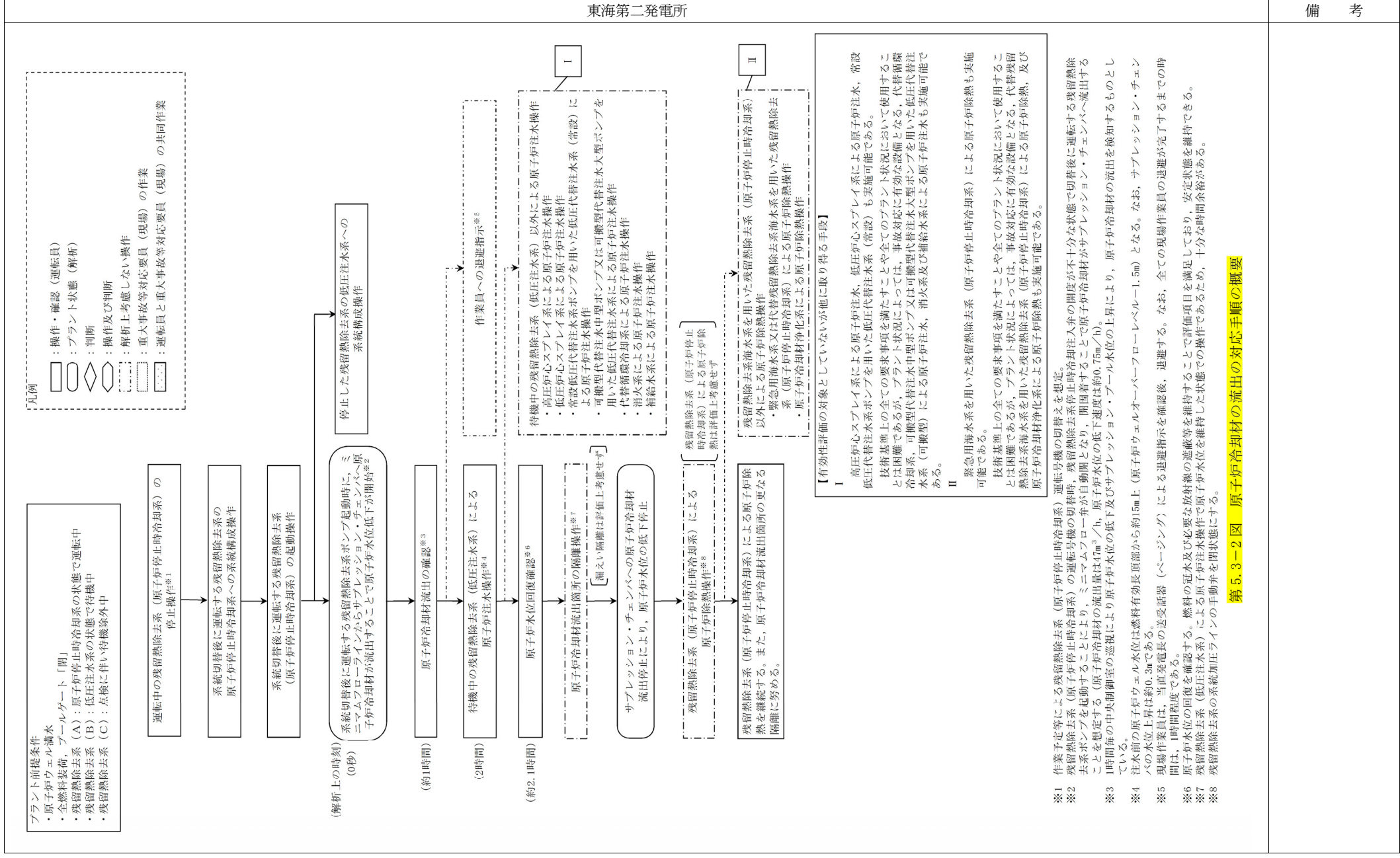
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.4.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）				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	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	低圧注水系の設計値として設定	重大事故等対策に関連する機器条件	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
	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	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（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。）		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	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					
備考							



備考





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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (運転停止時 原子炉冷却材の流出)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉

		原子炉冷却材の流出						備考	
作業項目	実施箇所・必要人員数						作業の内容	経過時間 (時間)	備考
	主任者		当直長		1人				
	相澤 幸	6号 7号	当直副長 当直副長	1人 1人	緊急時対策本部連絡 各号炉運転操作指揮				
	酒井 達也 君	緊急時対策本部委員		6人		中央制御室連絡 送電機修等連絡			
	運転員 (中央監視室)		運転員 (現場)		緊急時対応要員 (現場)				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・非常電源喪失確認 ・残留熱除去系 (強制制御) 原子炉停止時冷却モード 停止確認 ・非常用ディーゼル発電機起動確認	0分 10分	
残留熱除去系 再起動	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (強制制御) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	10分	残留熱除去系ポンプ (A)
原子炉停止時冷却モード運転切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機制御) 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) (キャムフロッパー「簡」で異常検知を想定)
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・残留熱除去系 (待機制御) 原子炉停止時冷却モード 現場系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ (C)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機制御) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	10分	残留熱除去系ポンプ (C)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (強制制御) 停止操作 低圧注水モード待機状態へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ (A)
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・残留熱除去系 (強制制御) 低圧注水モード待機状態へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ (A)
原子炉水位回復操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉水位 追従監視		適宜実施
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉水位低下調査/隔離操作	60分	
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装置準備	40分	
	-	-	-	-	-	-	・原子炉水位低下調査/隔離操作	50分	原子炉冷却材水位回復にはより異なる原子炉停止時冷却モード運転が開始される
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (停止制御) 低圧注水モード 起動操作	5分	原子炉水位回復後、低圧注水モード停止
使用済燃料プール冷却 再開 (詳細は考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキャ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	再起動準備として遠隔集約の隔離及びスキャージタンクへの供給を実施する
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動 ・必要に応じてスキャージタンクへの供給を実施する	30分	燃料プール水温 27℃以下維持 要員を確保して対応する
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、移勢して対応する人員数。

第 7. 4. 3-4 図 「原子炉冷却材の流出」 の作業と所要時間

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

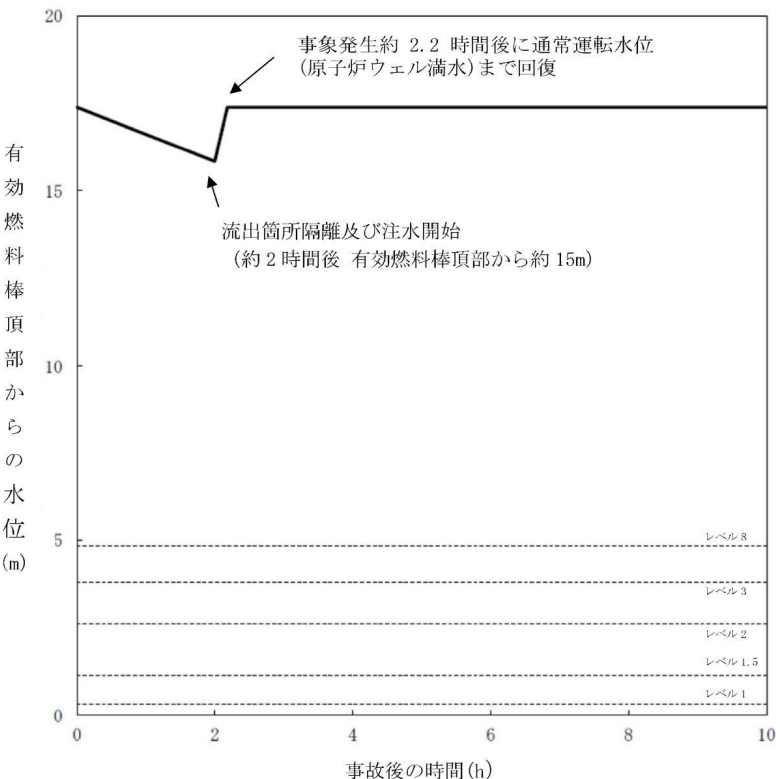
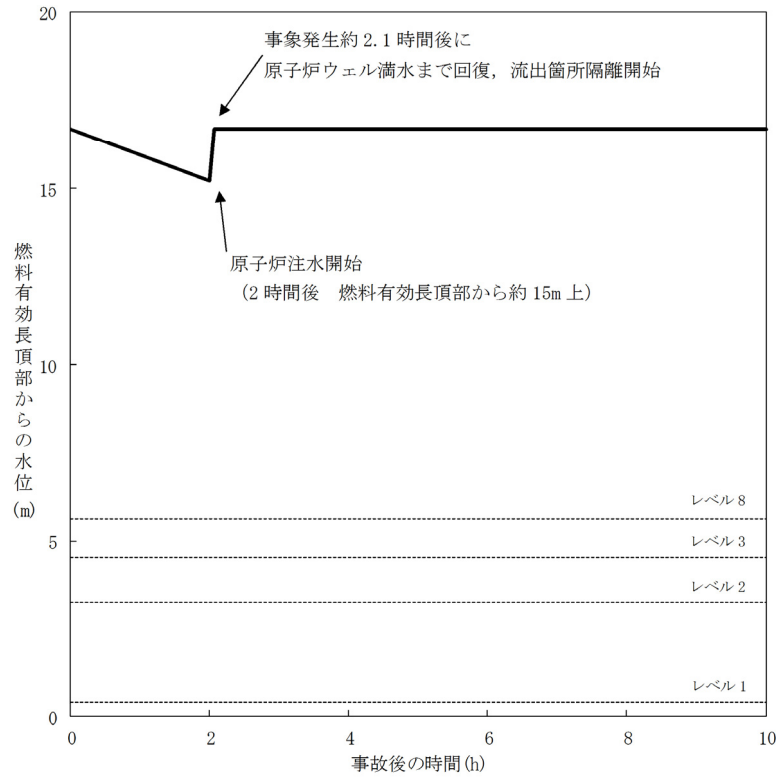
東海第二発電所

運転停止中 原子炉冷却材の流出

				経過時間（時間）				備考		
				-1	0	1	2		3	4
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 約1時間 原子炉水位の低下を確認 ▽ 2時間 待機側の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽ 約2.1時間 原子炉水位回復、原子炉冷却材流出の原因調査/隔離操作開始					
	責任者	当直発電長	1人							中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人							運転操作指揮補佐
	指揮者	災害対策要員 (指揮者等)	4人							制御での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)							
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転等機の切替操作	-	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		残留熱除去系ポンプ（B）
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）
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示				60分以内に退避完了		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			残留熱除去系ポンプ（A）
			●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							

第 5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>有効燃料棒頂部からの水位 (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.4.3-5 図 原子炉水位の推移</p>	 <p>燃料有効長頂部からの水位 (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 5.3-4 図 原子炉水位の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7. 4. 3-6 図 原子炉水位と線量率</p>	<p>第 5. 3-5 図 原子炉水位と線量率</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.4 反応度の誤投入</p> <p>7.4.4.1 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 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」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 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉は臨界に達し、急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは、臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により、原子炉出力が上昇することによって、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、安全保護機能及び原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。 したがって、本事故シーケンスグループでは、異常な反応度の投入に対して制御棒引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により、未臨界を確保し、燃料損傷の防止を図る。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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、制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し、出力の異常上昇を未然に防止するとともに、原子炉停止機能により原子炉をスクラムし、未臨界とする。手順の概要を第7.4.4-1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7.4.4-1表に示す。 本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。 なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。 制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム 制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。さらに、</p>	<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 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 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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、「反応度の誤投入」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 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉は臨界に達し、急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは、臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により、原子炉出力が上昇することによって、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、安全保護機能及び原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。 したがって、本事故シーケンスグループでは、異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により、未臨界を確保し、燃料損傷の防止を図る。 (添付資料 5.4.1)</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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、原子炉停止機能により原子炉をスクラムし、未臨界とする。手順の概要を第5.4-1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5.4-1表に示す。 本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は全て自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。 なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の当直運転員 1 名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。 制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム 制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。</p> <p>7.4.4.2 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料取替位置として、同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ又はステップ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX により炉心平均中性子束の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「7.4.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.4.4-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を</p>	<p>原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。</p> <p>5.4.2 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、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モード・スイッチを燃料取替位置として、1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX 及び単チャンネル熱水力解析コード SCAT（RIA 用）により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgU₂O₂とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。 誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.04%Δkである。引抜き制御棒反応度曲線を第7.4.4-2図に示す。 なお、通常、制御棒1本が全引抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{※1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。 ※1 臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜き阻止のインターロック、停止時冷温臨界試験での引抜き制御棒値の管理等を実施。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には、外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 制御棒の引抜き速度</p>	<p>下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa [gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgU₂O₂とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とする。 誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δkである。引抜き制御棒反応度曲線を第5.4-2図に示す。 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{※1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。 ※1 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 制御棒の引抜き速度</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>制御棒は、引抜速度の上限値 33mm/s にて連続で引き抜かれ^{※2}、起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号で引き抜きを阻止されるものとする。引抜制御棒反応度曲線を第 7.4.4-2 図に示す。なお、制御棒引抜阻止信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</p> <p>※2 複数の制御棒を引き抜く試験において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号</p> <p>起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。</p> <p>スクラム反応度曲線を第 7.4.4-3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員操作に関する条件はない。</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炉心平均中性子束の推移を第 7.4.4-4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きが阻止される。この時、投入される反応度は約 0.55 ドル（投入反応度最大値:0.33%Δk）である。反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じない。</p> <p>また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムし、原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。</p>	<p>制御棒は、引抜速度の上限値 9.1cm/s にて連続で引き抜かれるものとする^{※2}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。</p> <p>※2 複数の制御棒を引き抜く検査において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号</p> <p>起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。</p> <p>スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域計装のバイパス状態は、A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</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はない。</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燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムする。このとき、投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：約 0.68%Δk）であるが、原子炉出力は定格値の約 15%まで上昇する。また、燃料エンタルピは最大で約 85kJ/kgUO₂であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kgUO₂（65cal/gUO₂）を超えることはない。燃料エンタルピの増分の最大値は約 77kJ/kgUO₂であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000Mwd/t 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ/kgUO₂（40cal/gUO₂）を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、有効燃料棒頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>本評価では、「6.2.4.2 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>7.4.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、自動作動する安全保護系及び原子炉緊急停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止し、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員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>ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</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>(添付資料5.4.2)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、安全保護系及び原子炉緊急停止系により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>(添付資料5.4.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第7.4.4-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を確認する。また, 解析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ると考えられる項目に関する影響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>本重要事故シーケンスは, 「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり, 運転員等操作には期待しないため, 運転員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>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため, 投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため, 評価項目に対する余裕は小さくなるが, 「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて, 投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は, 臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり, また投入される反応度も0.07ドルと小さくなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期出力は炉心状態ごとに異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化したが, 「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において, 初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化したが, 「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において, 初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p>制御棒引抜阻止及びスクラム信号について原子炉核計装トリップ選択スイッチが初装荷の場合は計数率高信号による制御棒引抜阻止機能及び計数率高高信号によるスクラム機能に期待できる。計数率高高信号によるスクラム機能に期待した場合のスクラムまでの時間は約57秒後となることから, 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>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第5.4-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を確認する。また, 解析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ると考えられる項目に関する影響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>本重要事故シーケンスは, 「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり, 運転員等操作には期待しないため, 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>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため, 投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため, 評価項目に対する余裕は小さくなるが, 「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて, 投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は, 臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり, また投入される反応度も約0.96ドル（燃料エンタルピー最大値: 約10kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値: 約1kJ/kgUO₂）と小さくなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期出力は炉心状態ごとに異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化したが, 「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において, 初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化したが, 「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において, 初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p>制御棒引抜阻止は, 本評価において期待していないが, これに期待した場合, 原子炉出力ペリオド短信号（20秒）が発信すると制御棒引抜が阻止される。ただし, 本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため, 原子炉出力ペリオド短（20秒）による制御棒引抜阻止信号と原子炉出力ペリオド短（10秒）による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから, 制御棒引抜阻止に期待した場合で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>b. 操作条件</p>	<p>b. 操作条件</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>本重要事故シーケンスは、「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作に関する条件はない。</p> <p>(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドブプラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 ドブプラ反応度又はスクラム反応度を±10%とした場合において投入される反応度は0.55ドルとベースケースと比べて殆ど差異がない結果である。また引抜制御棒反応度を±10%とした場合において投入される反応度は0.56ドル(+10%), 0.53ドル(-10%), 実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は0.53ドル(+10%), 0.56ドル(-10%)となる。以上より、これらの不確かさを考慮しても反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。 以下の2つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約0.7ドル以下にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。 (添付資料5.4.3)</p> <p>(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドブプラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 ドブプラ反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約1.13ドル（燃料エンタルピ最大値：約80kJ/kgUO₂、燃料エンタルピの増分の最大値：約72kJ/kgUO₂）、-10%とした場合において投入される反応度は約1.13ドル（燃料エンタルピ最大値：約92kJ/kgUO₂、燃料エンタルピの増分の最大値：約83kJ/kgUO₂）、スクラム反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約1.13ドル（燃料エンタルピ最大値：約82kJ/kgUO₂、燃料エンタルピの増分の最大値：約74kJ/kgUO₂）、-10%とした場合に投入される反応度は約1.13ドル（燃料エンタルピ最大値：約89kJ/kgUO₂、燃料エンタルピの増分の最大値：約81kJ/kgUO₂）、引抜制御棒反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約1.15ドル（燃料エンタルピ最大値：約102kJ/kgUO₂、燃料エンタルピの増分の最大値：約94kJ/kgUO₂）、-10%とした場合において投入される反応度は約1.12ドル、実効遅発中性子割合を+10%とした場合において投入される反応度は約1.11ドル、-10%とした場合において投入される反応度は約1.16ドル（燃料エンタルピ最大値：約90kJ/kgUO₂、燃料エンタルピの増分の最大値：約82kJ/kgUO₂）となる。以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。 (添付資料5.4.3)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。 以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約1.16ドル（燃料エンタルピ最大値：約80kJ/kgUO₂、燃料エンタルピの増分の最大値：約72kJ/kgUO₂）にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>・過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように3.5%Δkの値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合</p> <p>・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料（B型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合</p> <p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（0.55ドル）と大きく差異がなく、0.55ドル（10倍）及び0.54ドル（1/10倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（0.55ドル）と大きく差異がない、0.57ドルであることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>7.4.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p>	<p>・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料（B型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合</p> <p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（約1.13ドル）と大きく差異がなく、約1.09ドル（10倍）及び約1.17ドル（燃料エンタルピー最大値：約124kJ/kgUO₂、燃料エンタルピー増分の最大値：約115kJ/kgUO₂）（1/10倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（約1.13ドル、燃料エンタルピー最大値：約85kJ/kgUO₂、燃料エンタルピー増分の最大値：約77kJ/kgUO₂）と大きく差異がない、約1.13ドル（燃料エンタルピー最大値：約96kJ/kgUO₂、燃料エンタルピー増分の最大値：約80kJ/kgUO₂）であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料5.4.3, 5.4.4, 5.4.5）</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p> <p>b. 燃 料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>7.4.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達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「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。 その結果、有効燃料棒頂部の冠水、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。 解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員 1 名で実施可能である。 以上のことから、原子炉停止機能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「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	<p>c. 電 源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結 論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達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「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。 その結果、燃料有効長頂部の冠水、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。 解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の当直運転員 1 名で実施可能である。 以上のことから、原子炉停止機能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「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.4.4-1 表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について				第 5.4-1 表 反応度の誤投入における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			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			常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	起動領域モニタ	誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。	—	—	起動領域計装*
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。さらに、原子炉出力が中間領域に到達後、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域モニタ	反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ベリオド短（10 秒）信号による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装*
* 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									
備 考									

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.4.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）(1/3)			第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）(1/3)			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
解析コード	APEX	—	解析コード	AP EX / SC AT (RI A用)	—	
初期条件	炉心状態	9×9 燃料 (A 型) (単一炉心) 平衡炉心のサイクル初期	炉心状態	9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心のサイクル初期	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) の特性はほぼ同等であることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	
	実効増倍率	1.0	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	
	原子炉出力	定格出力の 10 ⁻⁸	原子炉は停止状態（全制御棒全挿入状態）にあるものとして設定	原子炉初期出力	定格出力の 10 ⁻⁸	原子炉は停止状態にあるものとして設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止時の圧力を想定	原子炉初期圧力	0.0MPa[gage]	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり、最も水密度が高くなる値として設定	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する	
備考						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.4.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）（2/3）			第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）（2/3）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項 目	主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理 [*] している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定 制御棒値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引抜制御棒値の管理等を考慮し、斜め隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.04%Δkとする
	外部電源	外部電源あり			制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定
※：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下であること			※ 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。		
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

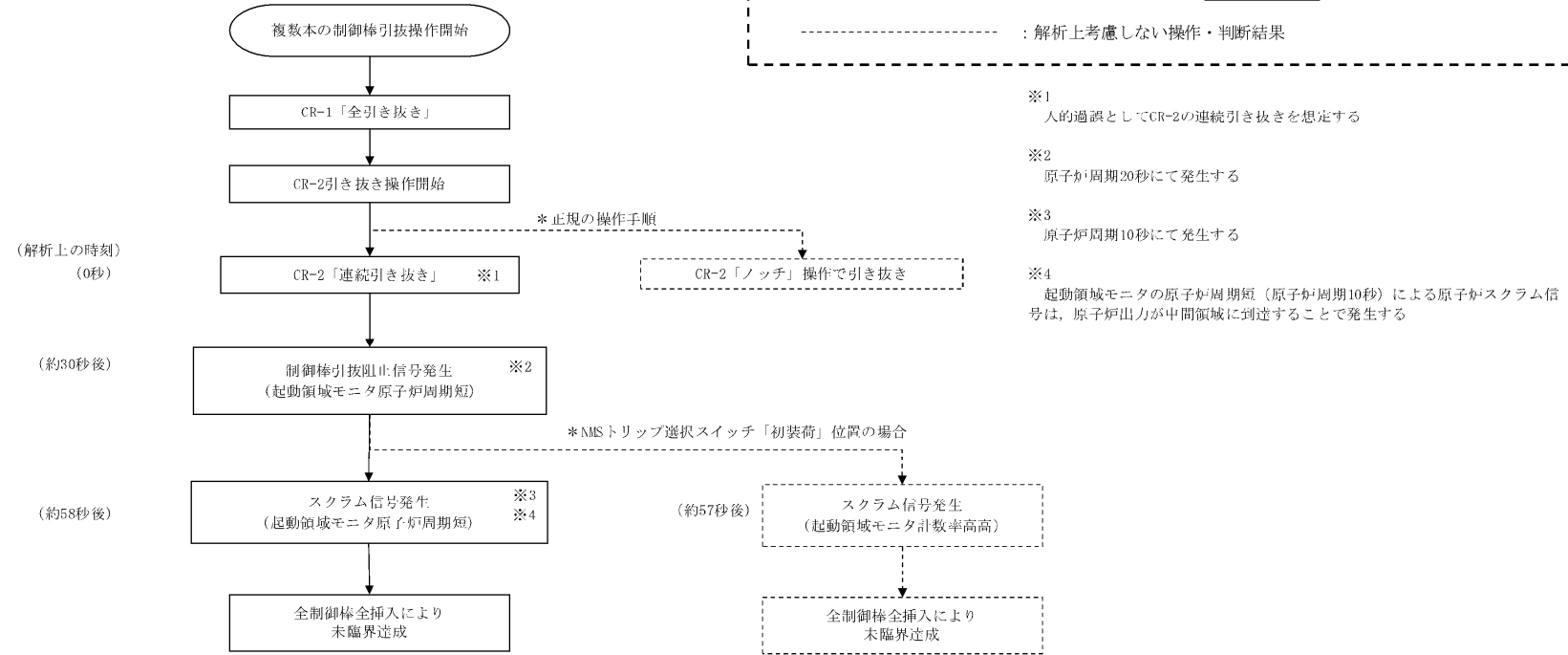
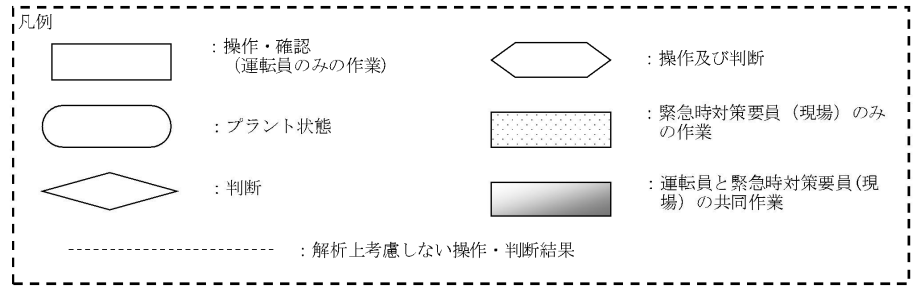
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.4.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）(3/3)				第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）(3/3)			
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	33mm/s	引抜速度の上限値として設定	重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A, B, C グループそれぞれ 1 個ずつ	A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする		起動領域計装のバイパス状態	A, B チャンネルそれぞれ 1 個ずつ	A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定 ^{*1}		原子炉スクラム信号	原子炉出力ペリオド短信号（10秒） ^{*1}	起動領域モニタのモード切替スイッチを「OPER」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定 ^{*2}
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒） ^{*2}	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定 [*]				
<p>※1 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉緊急停止系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認、定期事業者検査安全保護系設定値確認検査（核計測装置）等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため、本事象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できる。</p> <p>※2 起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。</p>				<p>※1 起動領域モニタの原子炉出力ペリオド短信号（10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。</p> <p>※2 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認、点検記録及び校正記録等の確認等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。そのため、本事象においてもスクラム信号の機能に期待できる。</p>			
備考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (運転停止時 反応度の誤投入)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉

プラント前提条件
 ・ 複数本の制御棒引抜操作 (停止時冷温臨界試験, 停止余裕検査等を考慮した想定)
 ・ 起動領域モニタのMMSトリップ選択スイッチ「通常」位置
 ・ 原子炉モードスイッチ「起動」位置

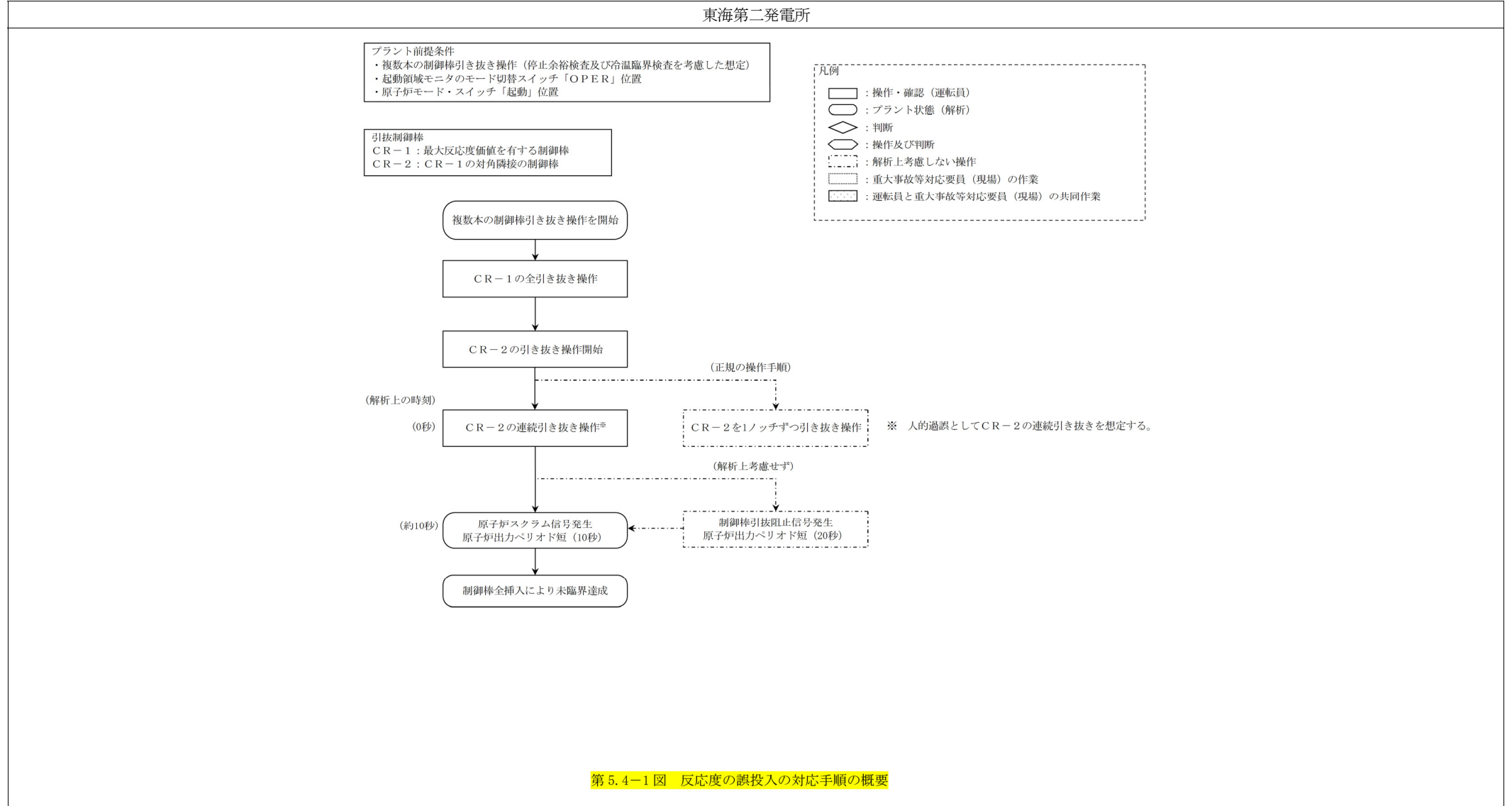
制御棒
 CR-1: 最大反応度値を有する制御棒
 CR-2: CR-1斜め隣接の制御棒



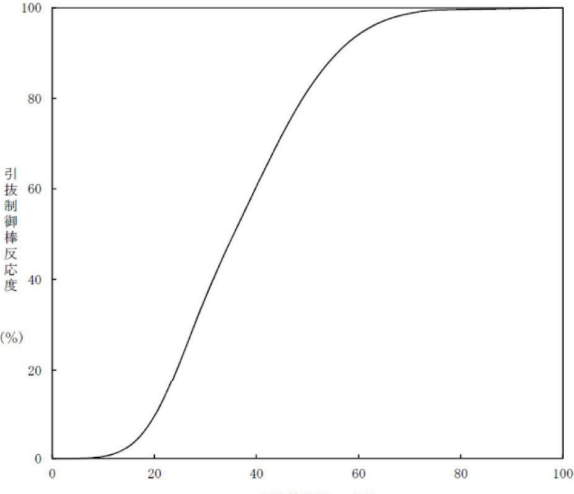
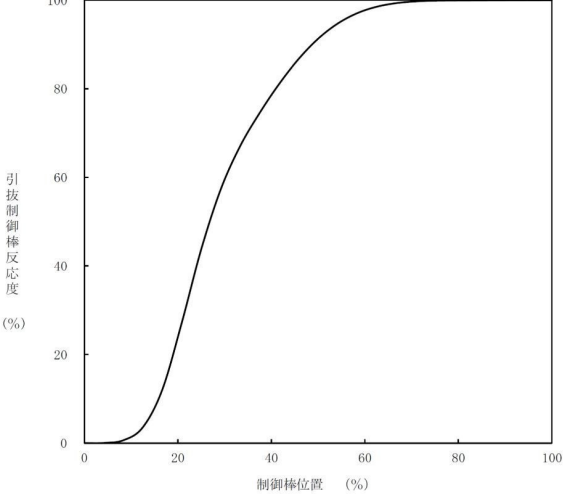
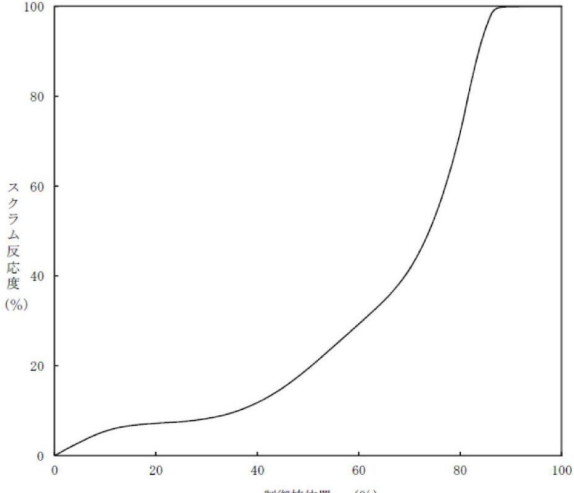
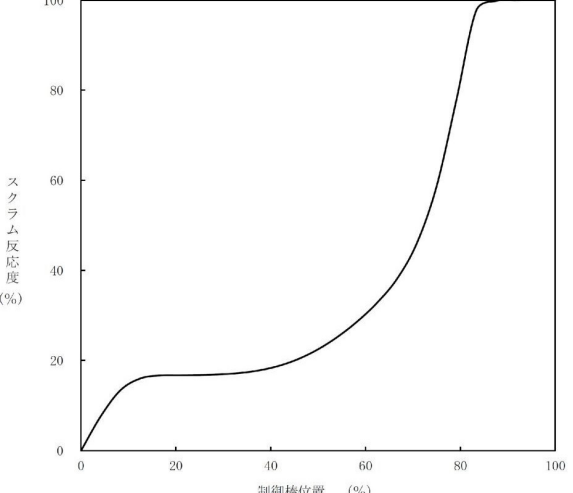
第 7.4.4-1 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要

備考	
----	--

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (運転停止時 反応度の誤投入)



備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7. 4. 4-2 図 引抜制御棒反応度曲線</p>	 <p>第 5. 4-2 図 引抜制御棒反応度曲線</p>	
 <p>第 7. 4. 4-3 図 スクラム反応度曲線</p>	 <p>第 5. 4-3 図 スクラム反応度曲線</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7. 4. 4-4 図 炉心平均中性子束の推移</p>	<p>第 5. 4-4 図 反応度の誤投入における事象変化</p>	