

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>7.1.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「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「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断LOCA+崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+RHR失敗」、②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、③「外部電源喪失+DG失敗（HPCS成功）」、④「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑤「外部電源喪失+直流電源喪失（HPCS成功）」、⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）+RHR失敗」、⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、⑧「サポート系喪失（自動停止）+RHR失敗」、⑨「サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗（HPCS成功）」、⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑫「中小破断LOCA+RHR失敗」及び⑬「大破断LOCA+RHR失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功し、中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。</p> <p>以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで、緩和措置が取られない場合には、炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下が継続し、炉心が露出することで、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が失われたことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により、本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については、原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図</p>	<p>・プラント型式の違いに起因した事故シーケンス抽出の違い</p> <p>・東海第二では、LOCAを起因事象とする事故シーケンスについても、HPCSによる炉心冷却に成功する場合は本事故シーケンスグループに分類し、事象進展及び重大事故等対策に違いがないことから、代表性の観点で重要事故シーケンスを選定している。なお、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷にてLOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の有効性が確認されている点は同じ。</p> <p>・東海第二のRHRも原子炉注水機能を有しているが、本事故シーケンスグループの特徴を踏まえて格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待すると記載しているが、</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.4.2-1図から第7.1.4.2-3図に，手順の概要を第7.1.4.2-4図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.4.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計24名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び7号炉兼任），当直副長2名，運転操作対応を行う運転員8名である。</p> <p>発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名，緊急時対策要員（現場）は8名である。</p> <p>また，事象発生10時間以降に追加に必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名である。必要な要員と作業項目について第7.1.4.2-5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，24名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回</p>	<p>るとともに，格納容器内の冷却を行い，代替の崩壊熱除去機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち残留熱除去系が故障した場合において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び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）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで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）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.4.2-1図に，対応手順の概要を第2.4.2-2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手順と設備との関係を第2.4.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は，災害対策要員（初動）19名及び参集要員5名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は，当直発電長1名，当直副発電長1名，運転操作対応を行うための当直運転員5名，指揮，通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員8名である。</p> <p>参集要員の内訳は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作（現場での第二弁操作）を行うための重大事故等対応要員3名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。</p> <p>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，災害対策要員（初動）19名及び参集要員5名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラムの確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</p> <p>原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また，主</p>	<p>実態として相違点はない。</p> <p>・プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</p>	<p>蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は、ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線が受電される。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>d. 崩壊熱除去機能喪失の確認</p> <p>サブプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を試みるが、残留熱除去系の起動に失敗したことを確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</p> <p>e. 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</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の確認後、低圧で注水可能な系統※として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</p> <p>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）の起動操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。</p> <p>緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>※ 本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系の手動起動に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい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）に期待した評価としている。</p>	<p>・低圧で注水可能な系統として、自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系の手動起動に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい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）に期待した評価としている（※にて注記している）</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。</p> <p>原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. 高圧炉心注水系による原子炉注水</p> <p>原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。</p> <p>高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。</p> <p>原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</p> <p>f. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p>	<p>f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p>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）の起動操作の完了後、サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認し、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）の7個を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復することを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>h. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作（解析上考慮しない）</p> <p>海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は解析上考慮しない。</p> <p>i. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である171℃に近接した場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレ</p>	<p>・運転手順の違い</p>

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>g. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を継続しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>以降、炉心冷却は、高圧炉心注水系による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>7.1.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」</p>	<p>ッション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により第一弁の開操作を実施する。さらに、サプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>j. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また、格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する。なお、原子炉満水操作は、解析上考慮しない。</p> <p>格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により第二弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）、格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）等である。</p> <p>また、サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認する。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位等である。</p> <p>以降、炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し、格納容器減圧及び除熱は格納容器圧力逃がし装置等により継続的に実施する。</p> <p>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.4.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いこと、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その</p>	<p>の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障等による崩壊熱除去機能喪失を想定する。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生する。このため、原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる。なお、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮する。</p>	<p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることからCHASTEコードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが、本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>後に高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の異なる重大事故等対策が必要となることはない。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</p> <p>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 高圧炉心注水系</p> <p>高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m³/h（0.69MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（1個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</p> <p>ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、手動による原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 高圧炉心スプレイ系</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、最小流量特性（0m³/h～1,419m³/h、注水圧力：0MPa[dif]*～7.65MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復し、原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は、注水を停止する。</p> <p>* MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、136.7m³/h（原子炉圧力1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の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）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開^{*1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 ※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p>	<p>(g) 低圧代替注水系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～378m³/h、注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合、230m³/h（一定）を用いるものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。</p> <p>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順における調整範囲（102m³/h～130m³/h）の上限である130m³/h（一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</p> <p>(i) 格納容器圧力逃がし装置 格納容器圧力逃がし装置の第二弁を全開とし、格納容器圧力が310kPa[gage]において13.4kg/sの排気流量にて格納容器減圧及び除熱操作を実施するものとする。 なお、耐圧強化ベント系を使用する場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合と比較して実際の排気流量が大きくなり、格納容器圧力の低下傾向が大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、運転手順に基づきサプレッション・プール水温が65℃に到達した場合に実施する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作は、格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p>	<p>設備設計の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※2}，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第7.1.4.2-6図から第7.1.4.2-11図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第7.1.4.2-12図から第7.1.4.2-14図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第7.1.4.2-15図から第7.1.4.2-18図に示す。</p> <p>※2 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。また，原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし，原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。</p> <p>原子炉水位が回復した時点で，残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁1個を手動開することで，原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し，原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後，原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は，高圧炉心注水系による原子炉注水によって，原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉減圧により増加する。また，高圧炉心注水系による原子炉注水時に，炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され，原子炉が減圧されることにより，ボイド率が一時的に増加し，高出力燃料集合体が一時的に露出する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）[*]，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.2-9図から第2.4.2-14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-15図から第2.4.2-18図に示す。</p> <p>※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することで原子炉水位が維持される。</p> <p>その後，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）の起動操作を実施し，事象発生約2時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。</p> <p>また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。このため，事象発生約13時間後に格納容器圧力が279kPa [gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び</p>	<p>・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 22 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.4.2-12 図に示すとおり初期値（約 310℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.4.2-6 図に示すとおり、7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.37MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7.1.4.2-7 図に示すとおり、高圧炉心注水系による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用ま</p>	<p>雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点でサプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生約 28 時間後に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお、格納容器減圧及び除熱実施時のサプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.4.2-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.4.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は、第 2.4.2-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱により低下傾向となる。事象発生約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.4.2-16 図に示すとおり、事象発生約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2.4.2-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.4.2-15 図及び第 2.4.2-16 図に示すように、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱を継続することで、高温停止での安定状態が確立する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>での時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「7.1.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.4.2.3 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>崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置等及び耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱実施時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、ベントタイミングに有意な差はないが、原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため、非居住区域境界及び敷地境界の実効線量が厳しくなる「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果 (非居住区域境界: 約 1.6×10^{-1} mSv (格納容器圧力逃がし装置使用時), 約 6.2×10^{-1} mSv (耐圧強化ベント系使用時), 敷地境界: 約 4.1×10^{-1} mSv (格納容器圧力逃がし装置使用時), 約 6.2×10^{-1} mSv (耐圧強化ベント系使用時)) 以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.1)</p> <p>安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</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は、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>本重要事故シーケンスでは、原子炉隔離時冷却系等により炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作)、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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実施する重要事象は、「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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が</p>	<p>・東海第二では、事故時の線量評価について安全評価指針に従い周辺公衆への放射線の影響を確認する観点から、非居住区域境界に線量評価点を設定し評価していることを踏まえ、有効性評価においても非居住区域境界の評価を実施するとともに、有効性評価ガイドに従い敷地境界の実効線量も評価している。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.4.2.2）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.4.2-2 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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・チェンバ・プール水温</p>	<p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.4.2-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が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。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度33GWd/tに対して最確条件は燃焼度33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度33GWd/tの場合は、解析条件と最確条件は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ない。また、燃焼度33GWd/t未満の場合は、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。機器条件の高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析</p>	<p>プレッション・プール水温の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環系ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して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>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.4.2.2）</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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する。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約 10 時間後であり、格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 22 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>施す場合がある可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作とは異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないこと</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa [gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約1時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇する</p>	<p>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>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも0.62MPa [gage]を十分に下回ることから、格納容器の健全性の観点からは問題とはならない。</p> <p>(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、原子炉隔離時冷却系による注水持続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも8時間程度の時間余裕がある。なお、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり、この場合は更に余裕時間がある。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生から約13時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、事象発生から約28時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて第二弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>が、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり、約 16 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.4.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「7.1.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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72名で対処可能である。 また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</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（残留熱除去系が故障した場合）」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水</p>	<p>0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa [gage] から0.310MPa [gage] 到達までの時間が約1時間であることから外挿すると、0.31MPa [gage] から0.62MPa [gage] に到達するまでに5時間程度の時間余裕があり、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。 （添付資料 2.1.7, 2.4.2.2）</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価 (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」の残留熱除去系が故障した場合の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」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39名で対処可能である。 また、必要な参集要員は、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり5名であり、参集要員72名に含まれることから対処可能である。</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」の残留熱除去系が故障した場合において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m³の水が必要となる。 水源として、代替淡水貯槽に4,300m³及び西側淡水貯水設備に4,300m³、合計8,600m³の水を保有しており、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7日間の対応が可能である。 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作については、サブプレッション・チェンバを水源とすることから、水源</p>	<p>・東海第二では、外挿評価により余裕時間を算出</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。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1,549kL）。</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、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水、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>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</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>が枯渇することなく、7日間の対応が可能である。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。</p> <p>(添付資料2.4.2.3)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から7日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）については約141.2kL、合計で755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機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7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による7日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給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、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、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約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.4.2.4)</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kWであるが、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2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結 論</p>	<p>・柏崎刈羽は、以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料評価について、燃料は設備間で共用しており、緊対の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・電源評価について、電源供給能力は直接影響はないが、燃料評価を記載しているため合わせて記載 <p>東海第二のモニタリングポストは、非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり、個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系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格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱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（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合には、炉心冷却には成功するが、崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより、原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び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）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで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）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧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」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR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、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺公衆に対して著しい被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響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、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対</p>	<p>・ 同上</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

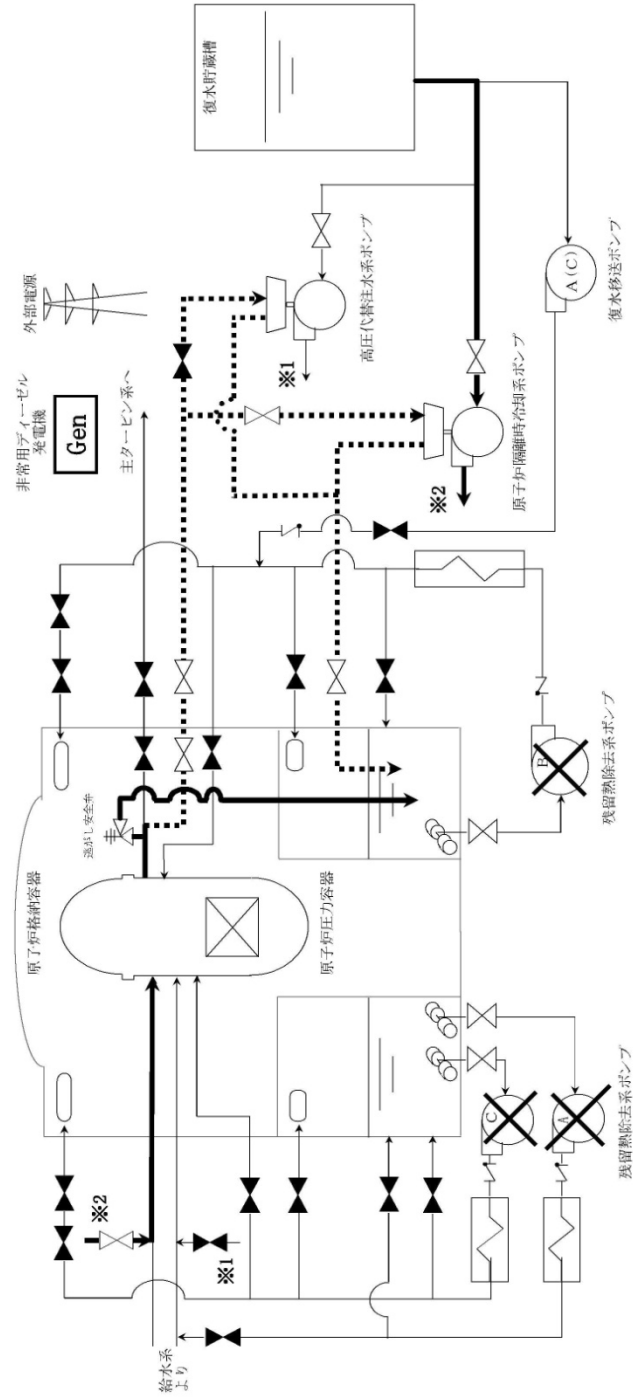
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
	<p>して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対して有効である。</p>	

赤字：設備，運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現，設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

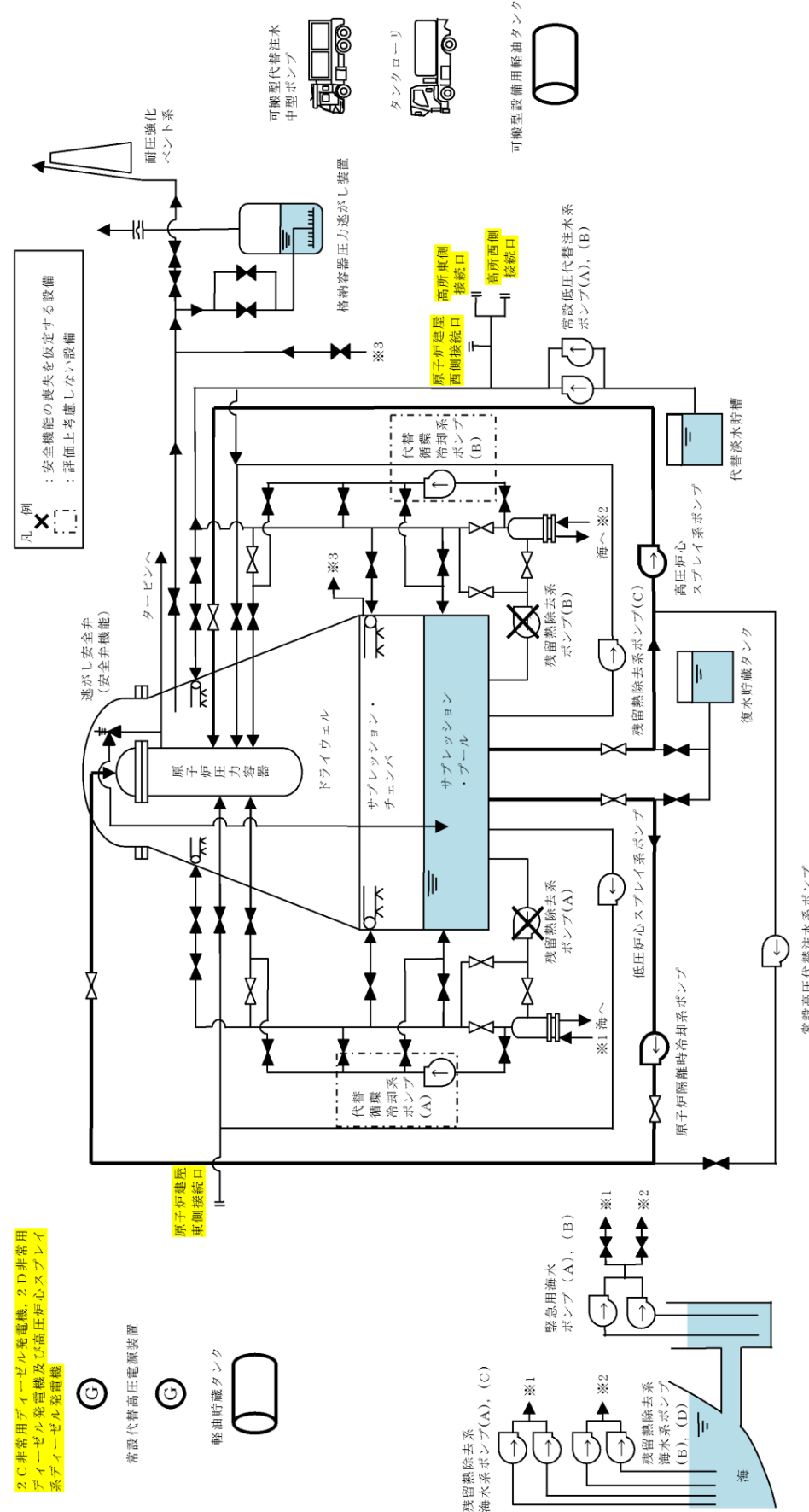
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 7.1.4.2-1 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」
 の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉減圧及び原子炉注水)



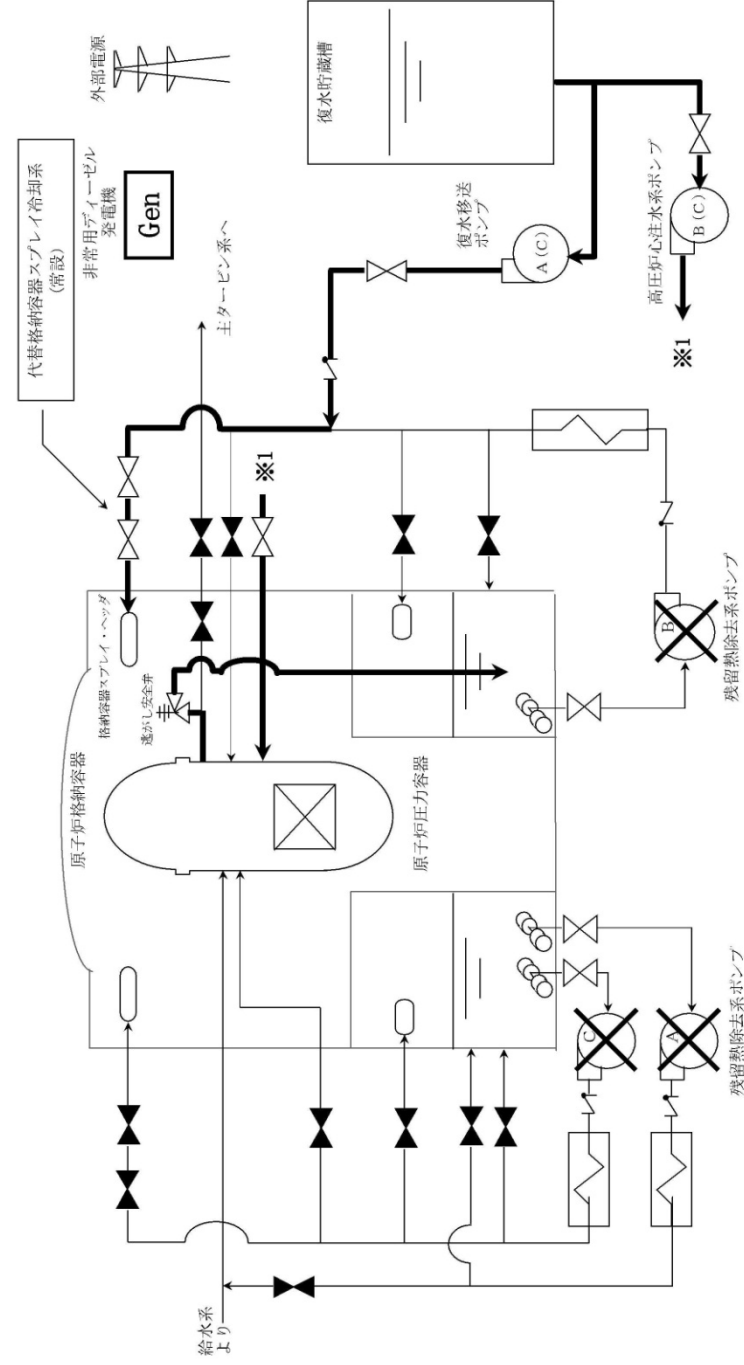
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
 (高圧炉心スプレイスレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

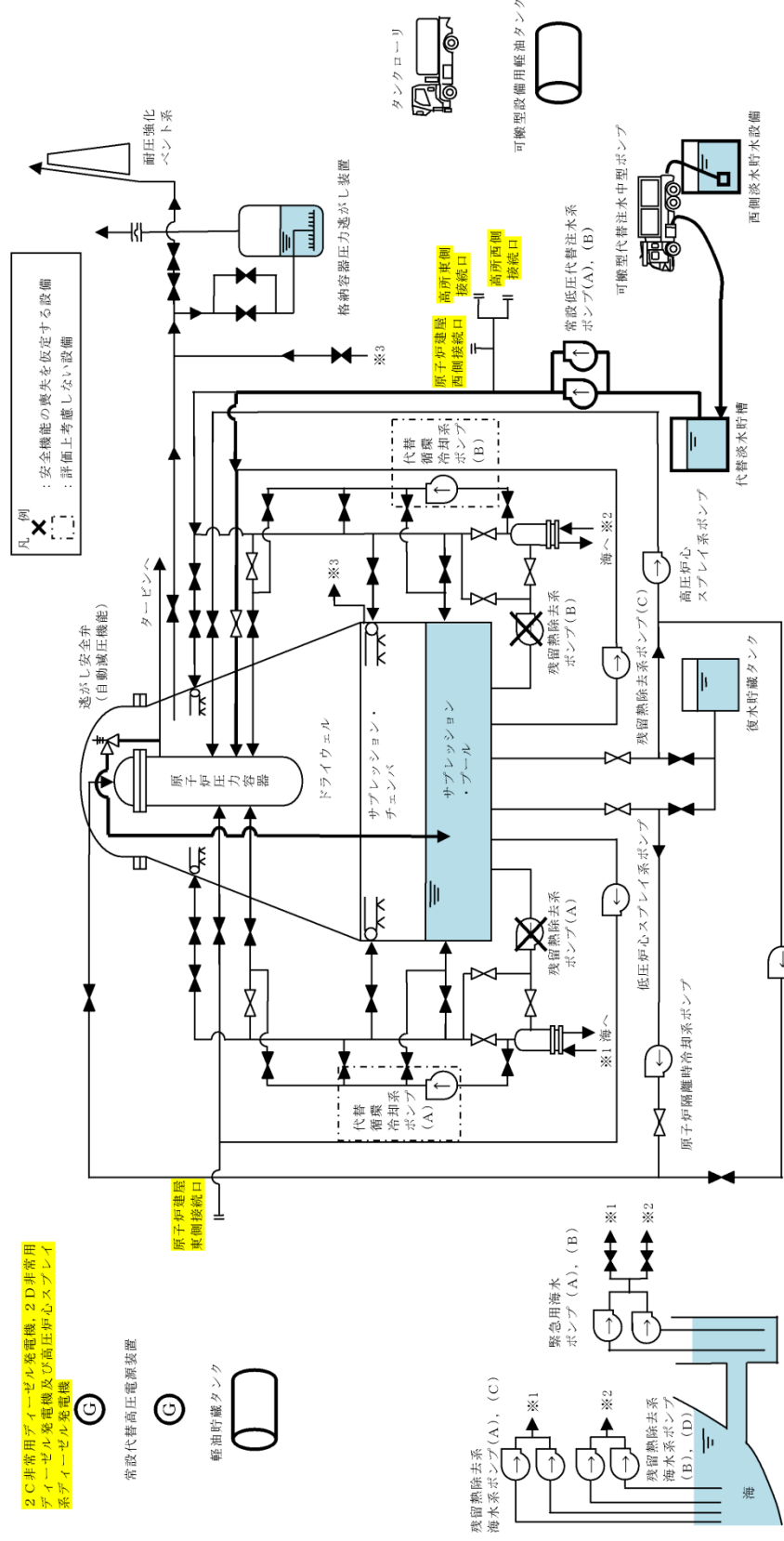
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



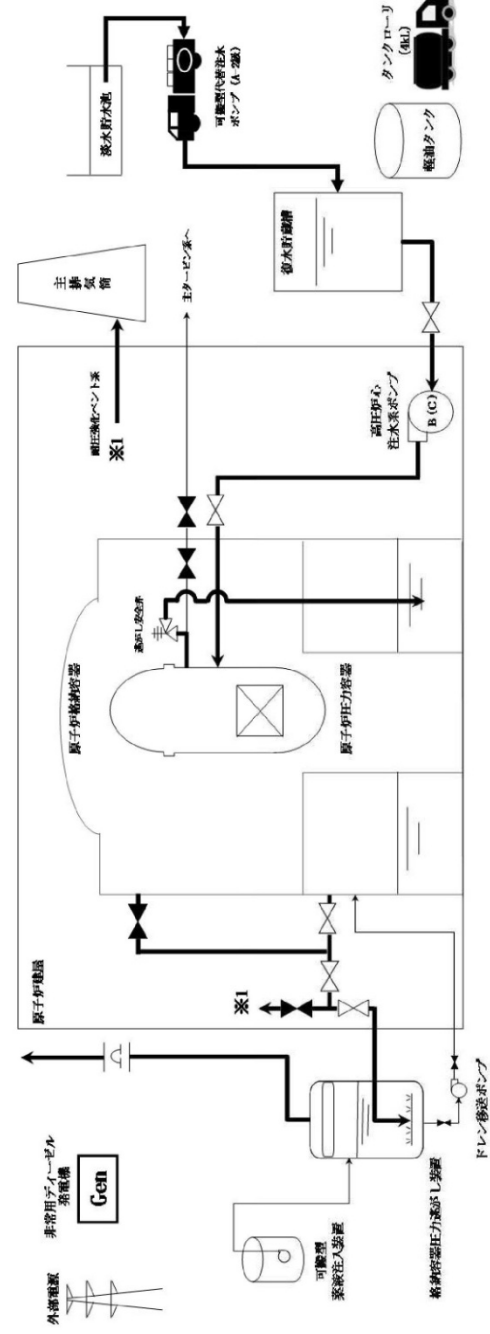
第 7.1.4.2-2 図 「崩壊熱除去機能が故障した場合」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



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

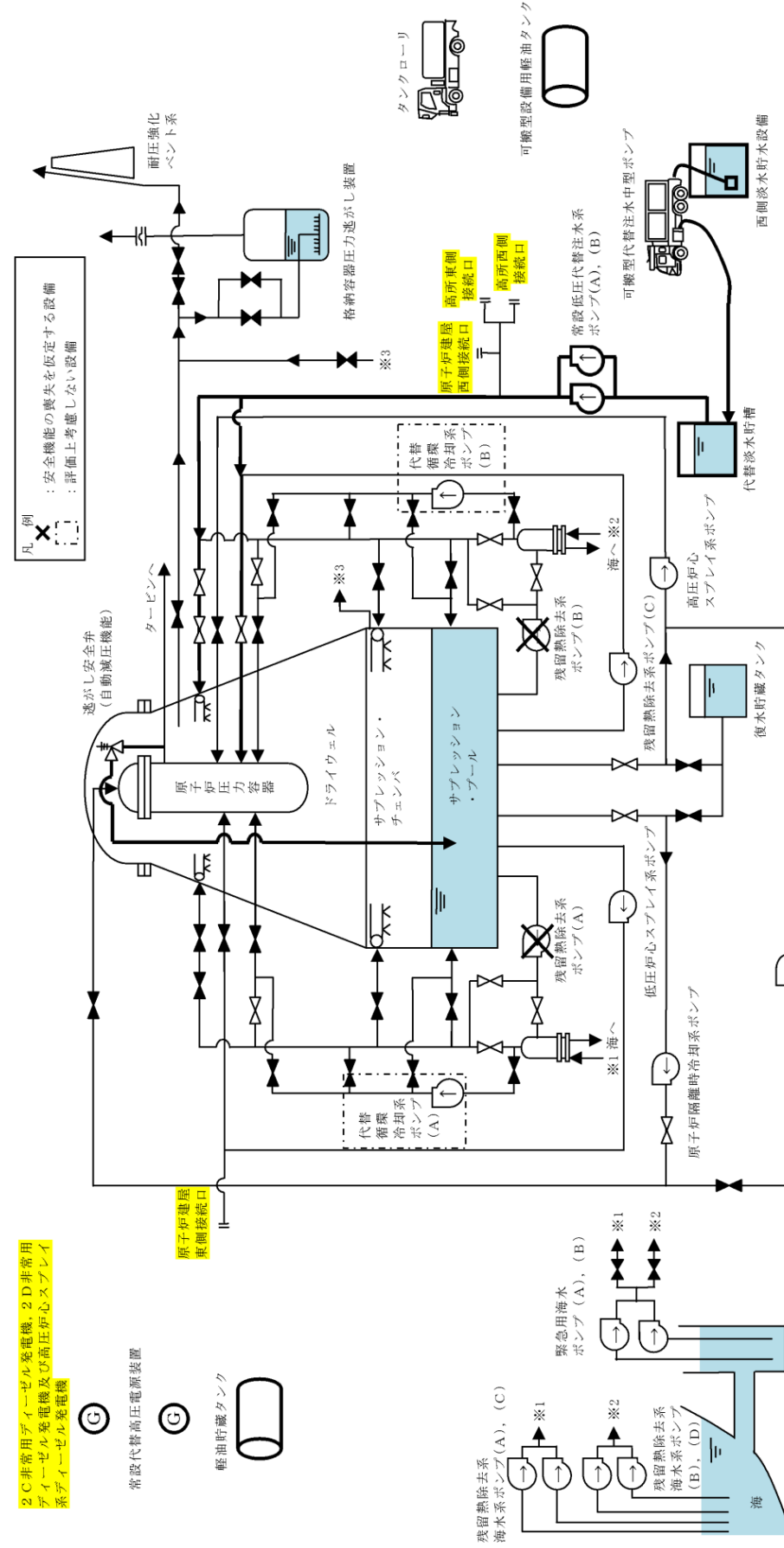
赤字：設備，運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現，設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



第 7.1.4.2-3 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」
 の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

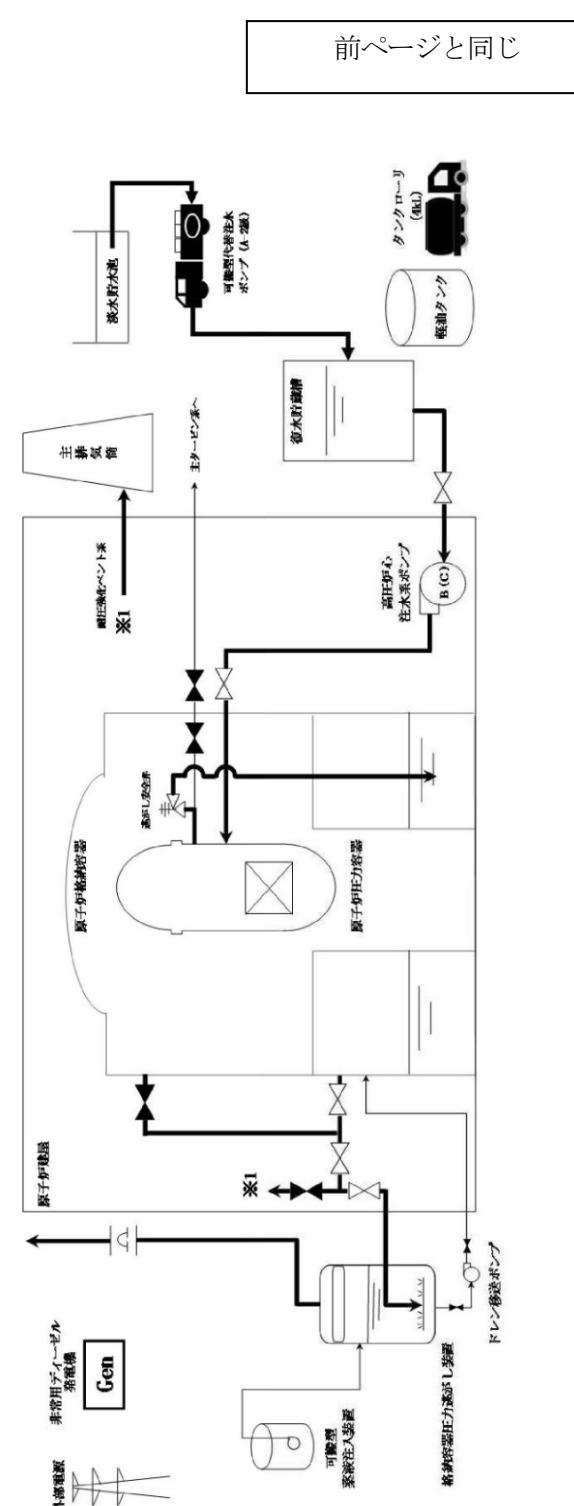
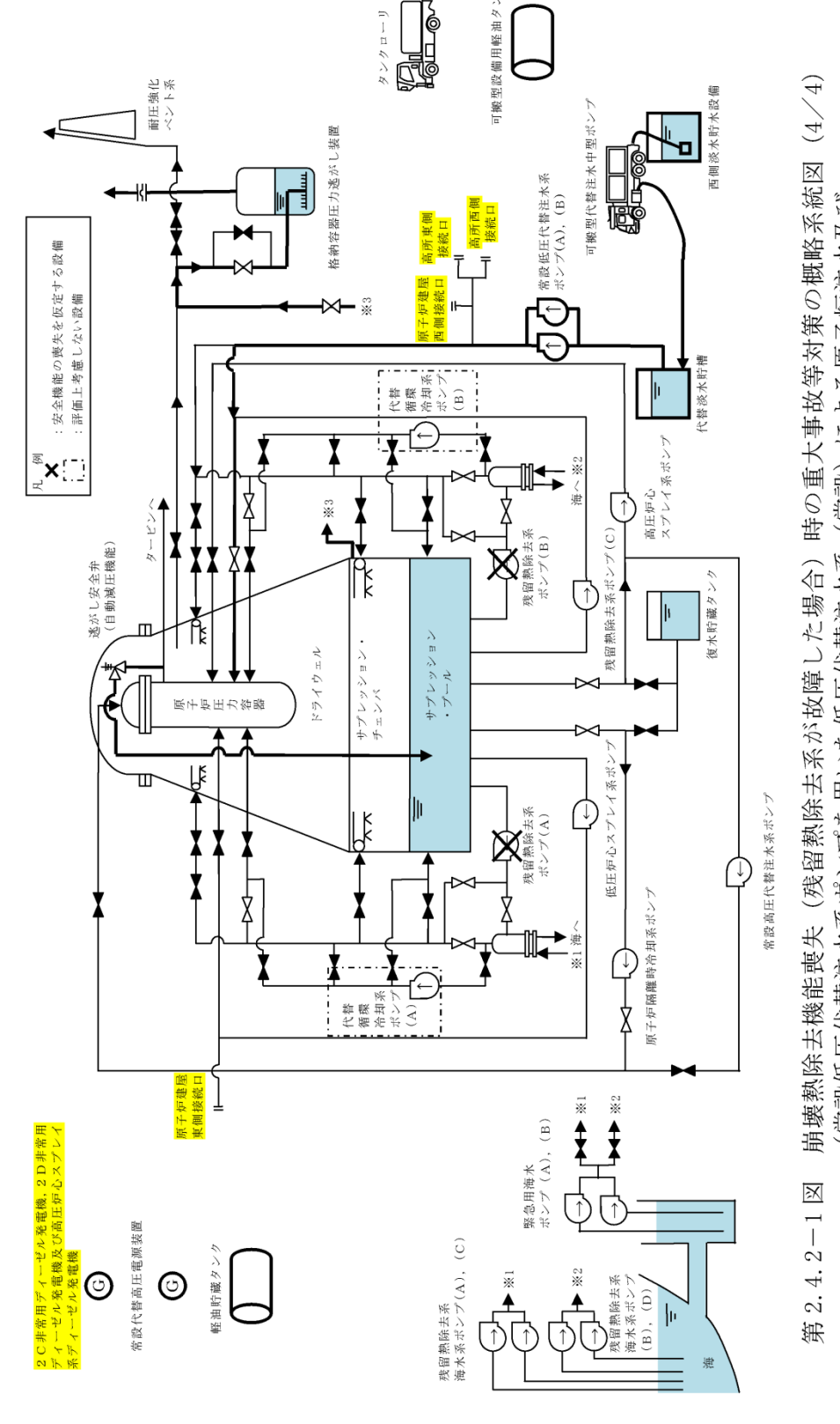
東海第二発電所



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

備考

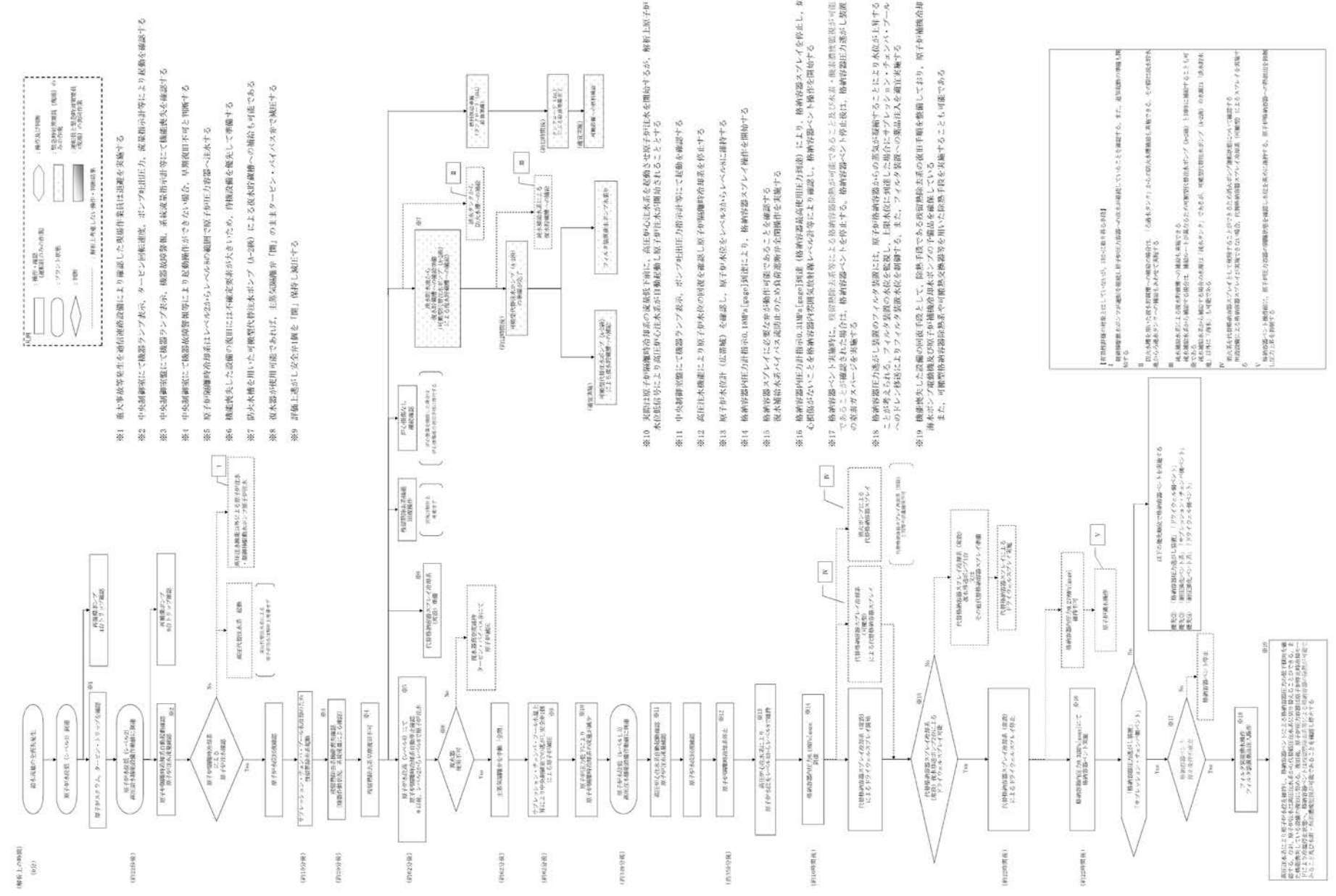
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p style="text-align: center;">前ページと同じ</p> 	 <p>凡 X : 安全機能の喪失を仮定する設備 : 評価上考慮しない設備</p>	<p style="text-align: center;">備 考</p>
<p>第 7.1.4.2-3 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」 の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	<p>第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (4/4) (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) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等を使用した格納容器除熱段階)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



- ※1 重大事故等発生を感知後直ちに、関係作業員は迅速な対応を要する
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン駆動部、ポンプ駆動部、凝縮器表示等により異常を察知する
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統異常表示等にて機器異常を察知する
- ※4 中央制御室にて機器故障警報等により異常を察知できない場合、早期検出不可と判断する
- ※5 原子炉内温度が急激に上昇し、レベル計からレベルの範囲で原子炉圧力容器へ注水する
- ※6 機器喪失した設備の復旧には不確定要素が大きいため、待機設備を喪失して準備する
- ※7 貯水機を用いた可搬型代替注水ポンプ (H-2機) による従来の設備への補充も可能である
- ※8 復水器が使用可能であれば、圧縮空機「機」のままでタービン・バイパス管で運転する
- ※9 評価上選ばし安全第1種を「機」保持し運転する

- ※10 蒸気発生機が故障した場合、蒸気発生機が停止し、蒸気発生機が停止した場合は、蒸気発生機が停止したことを確認する
- ※11 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ駆動部等にて異常を察知する
- ※12 高圧注水機により原子炉水位の回復を確認し、原子炉内温度が急激に上昇し、レベル計からレベルの範囲で注水する
- ※13 原子炉水位計 (圧縮機) を確認し、原子炉水位をレベル計からレベルの範囲に維持する
- ※14 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※15 格納容器スプレイトに必要な圧力が確保できない場合は、格納容器スプレイト操作を開始する
- ※16 復水器が使用可能であれば、圧縮空機「機」のままでタービン・バイパス管で運転する
- ※17 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※18 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※19 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※20 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※21 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※22 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※23 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※24 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※25 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※26 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※27 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※28 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※29 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※30 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※31 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※32 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※33 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※34 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※35 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※36 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※37 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※38 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※39 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※40 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※41 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※42 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※43 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※44 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※45 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※46 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※47 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※48 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※49 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※50 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※51 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※52 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※53 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※54 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※55 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※56 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※57 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※58 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※59 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※60 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※61 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※62 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※63 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※64 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※65 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※66 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※67 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※68 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※69 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※70 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※71 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※72 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※73 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※74 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※75 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※76 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※77 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※78 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※79 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※80 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※81 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※82 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※83 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※84 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※85 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※86 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※87 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※88 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※89 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※90 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※91 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※92 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※93 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※94 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※95 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※96 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※97 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※98 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※99 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する
- ※100 格納容器内圧力計指示 (H-2機) を確認し、格納容器内圧力を維持する

第 7.1.4.2-4 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要

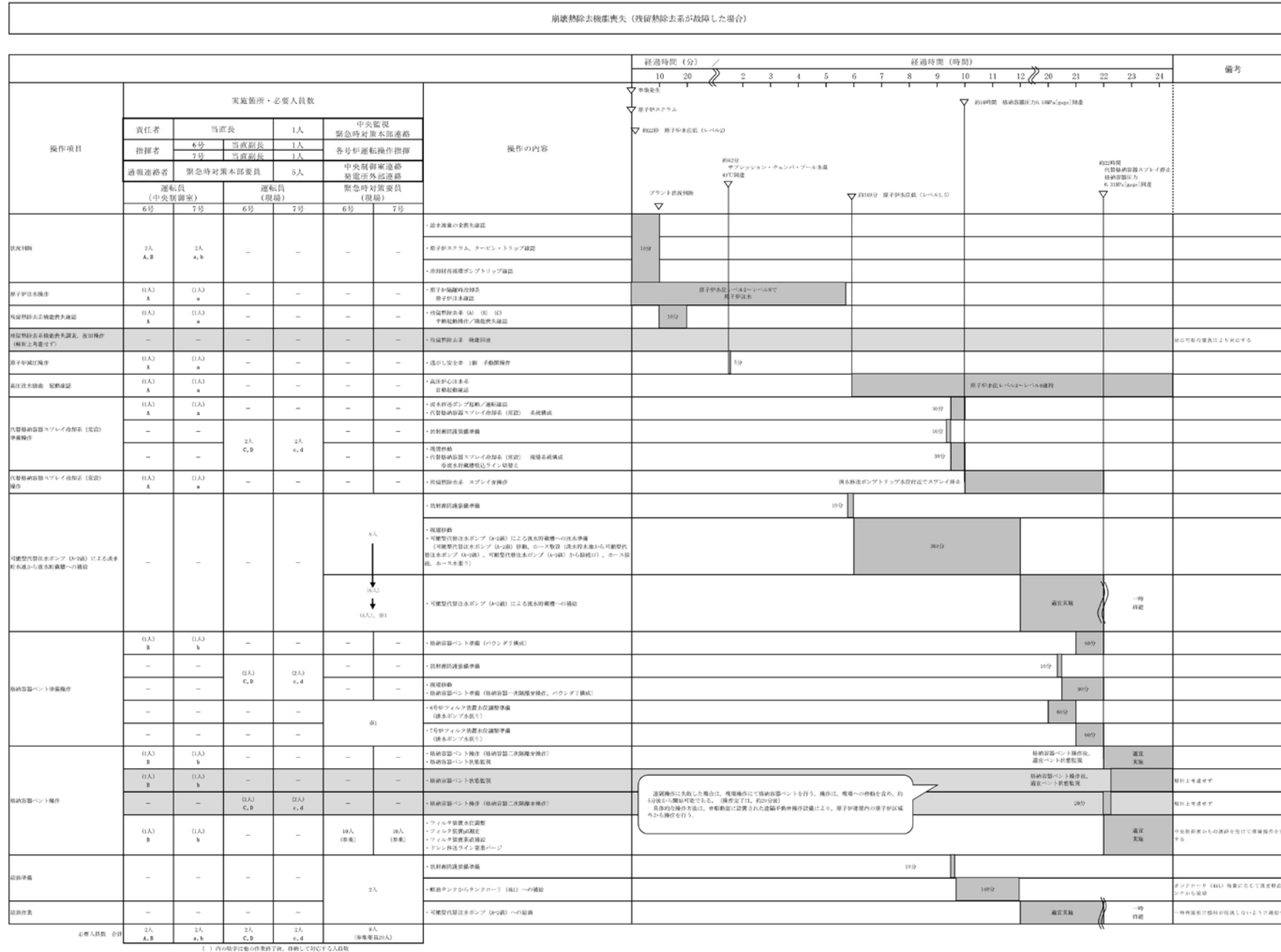
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所	備考
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p>【例】</p> <ul style="list-style-type: none"> 操作・確認 (運転員) プラント状態 (解析) 判断 解析上考慮しない操作 重大事故等対応要員 (現場) の作業 運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業 </div> <div style="width: 50%;"> <p>注1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力面積計装等により確認する。</p> <p>注2 中央制御室にて、格納タンク表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等に確認する。</p> <p>注3 高圧炉心スプレィ系及び原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレィ系は待機状態とする。</p> <p>注4 サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサブプレッジョン・プール冷却の実施を判断するが、操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。</p> <p>注5 崩壊熱除去機能喪失の発生後、あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお、本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、自動起動した高圧炉心スプレィ系若しくは低圧炉心スプレィ系又は残留熱除去系 (低圧注水系) C系の手動起動に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を考慮する観点で、注水流量の小さい常設低圧代替注水系 (常設) のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。</p> <p>注6 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用待機受電機操作を実施する。</p> <p>注7 サプレッジョン・プール水温度がサブプレッジョン・プール熱容量制限 (原子炉が高圧の場合 65℃) に到達又は超過した場合は、低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系 (レベル3系) 以上起動させた後に原子炉減圧操作を実施する。また、系統の操作では、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系 (常設) を用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、常設低圧代替注水系 (常設) を用いた低圧代替注水系 (常設) のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。</p> <p>注8 原子炉減圧時には原子炉減圧設備内の原子炉冷却材の減圧設備により原子炉水位の指示値の信頼性がなされるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・ドライウエール気泡温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合 ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合 ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きすぎて燃料有効長領域以上であることが判断できない場合</p> <p>注9 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッジョン・チェンバ压力下の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長領域以上であることを確認する。</p> <p>注10 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行) ・格納容器頭蓋気体放射線モニタ・燃料棒モニタ・設計基準事故における原子炉冷却材・長尺鋼の放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生 判断ができないうちは、原子炉圧力容器温度により判断する。</p> <p>注11 常設低圧代替注水系 (常設) を用いた低圧代替注水系 (常設) により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。</p> <p>注12 解析上考慮しない代替格納容器冷却系は、本例には以下に運用している。 ・事故初期における原子炉注水に当たっては、海水系による冷却水供給を必要としない低圧代替注水系 (常設) を優先し、海水系による冷却水供給が確保された後に代替格納容器冷却系による原子炉注水に切り替える。 ・格納容器冷却系が 217kPa (gage) に到達した時点で、代替格納容器冷却系による格納容器冷却系 (可搬型) の運用が可能と設計している。</p> <p>注13 常設低圧代替注水系 (常設) を用いた代替格納容器冷却系 (常設) による格納容器冷却系 (可搬型) は、解析上は 130m³/h 一定流量で、格納容器圧力を 217kPa (gage) から 279kPa (gage) の範囲に維持するよう開度調整しているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa (gage) から 279kPa (gage) の範囲に維持するよう 10%¹⁾ /h ~ 130m³/h の範囲でサブプレィ流量を調整する。</p> <p>注14 サプレッジョン・プール水位が通常水位+5.5m に到達した場合は、格納容器ベント作業者の立ち入りによる格納容器圧力表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力速がし装置による格納容器圧力表示 (サブプレッジョン・チェンバ) を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドライウエール」の閉鎖操作を実施する。</p> <p>注15 常設低圧代替注水系 (常設) を用いた代替格納容器冷却系 (常設) による格納容器冷却の停止は、以下により判断する。 ・サブプレッジョン・プール水位が通常水位+6.5m に到達</p> <p>注16 格納容器減圧及び炉内温度制御前に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する (解析上考慮しない)。</p> <p>注17 機能喪失している設備の復旧手段として、格納容器冷却系 (可搬型) による格納容器冷却系 (可搬型) の復旧手段としており、残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保している。 ・また、可搬型冷却器、可搬ポンプ等を用いた可搬型原子炉格納容器冷却系による格納容器冷却を実施することも可能である。</p> </div> <div style="width: 50%;"> <p>注1 【有効評価の対象としていない点他に取り得る手段】 I 高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。 II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替格納容器冷却系、副格納容器冷却系、ほう水注入系、明火系、補給水系、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) 及び可搬型代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。 III 常設低圧代替注水系 (常設) を用いた代替格納容器冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を優先するが、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可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器冷却系 (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。 IV 格納容器圧力速がし装置による格納容器減圧及び炉内温度制御が可能である。 V 格納容器圧力速がし装置による格納容器減圧及び炉内温度制御が可能である。</p> </div> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;"> </div>	<p>備考</p>

第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去系が故障した場合の対応手順の概要

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

備考



第 7.1.4.2-5 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所					経過時間 (分)										備考			
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)																		
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点到達 ▼ プラント状況判断													
	責任者	当直発電長	1人															中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人															運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人															初動での指揮 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	2人 A, B	-	-	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●再循環系ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系自動起動の確認	10分										外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する			
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されるまでの間、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする													
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール水の除熱操作 (失敗)	10分													
残留熱除去系の回復操作	-	2人 C, D	-	●残留熱除去系の回復操作、失敗原因調査	適宜実施										解析上考慮しない			
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線受電操作	4分										外部電源がない場合に実施する			
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (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) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分													

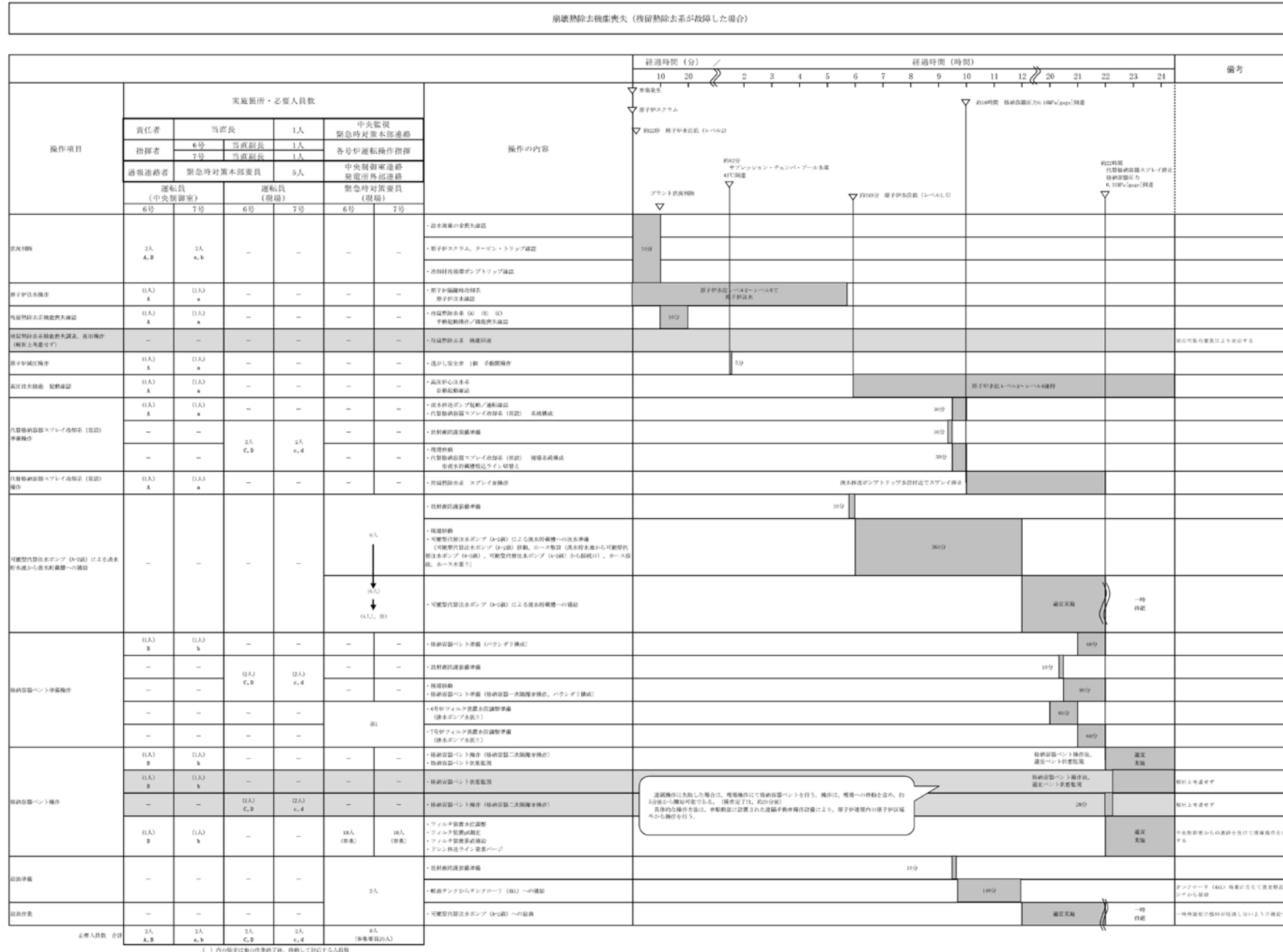
第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の作業と所要時間 (1/2)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

備考

前ページと同じ



第 7.1.4.2-5 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間

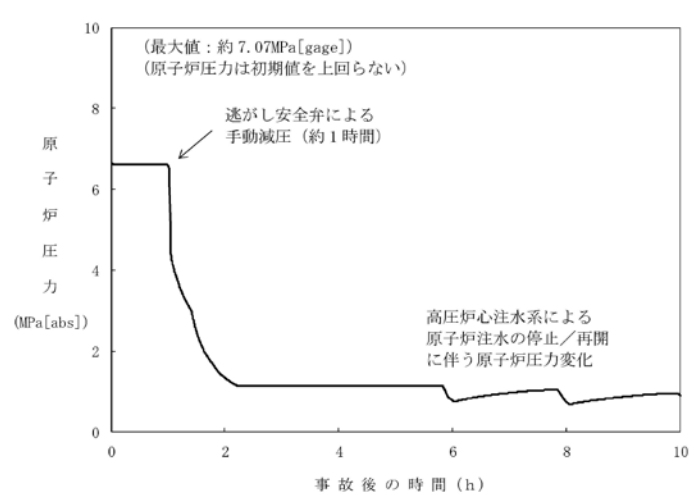
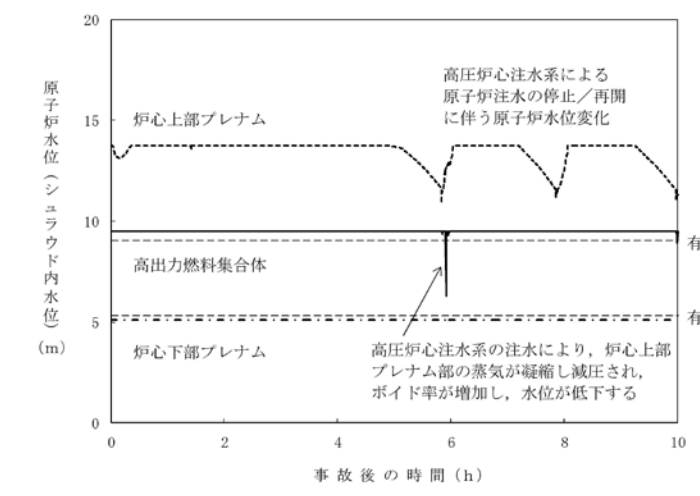
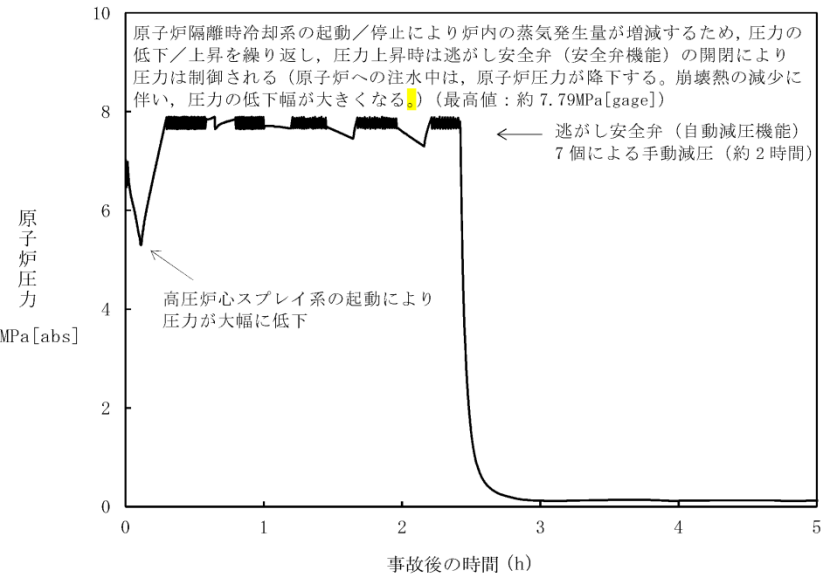
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

				東海第二発電所												備考	
				崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)													
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)												備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	
					事象発生 約2時間 サプレッション・プール水温度65℃到達 約13時間 格納容器圧力279kPa [gage] 到達 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 約28時間 格納容器圧力310kPa [gage] 到達												
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイスによる原子炉注水の調整操作													
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分												サプレッション・プール熱容量制限到達までに実施
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7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	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持												
常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器スプレイス中、適宜状態監視												
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイス中、適宜状態監視												解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系 (常設) による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持												解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) 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通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に実施する
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (中央制御室での第一弁操作)	5分												
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (サブプレッション・チャンバ側)	【2人】 +1人 C, D, E	-	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (現場での第一弁操作)	125分												解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (サブプレッション・チャンバ側)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (中央制御室での第二弁操作) ●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (現場での第二弁操作)	75分												格納容器ベント実施後、適宜状態監視 解析上考慮しない
西側淡水貯水設備を本原とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分												
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分												代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり、代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h 及び参集5人														

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

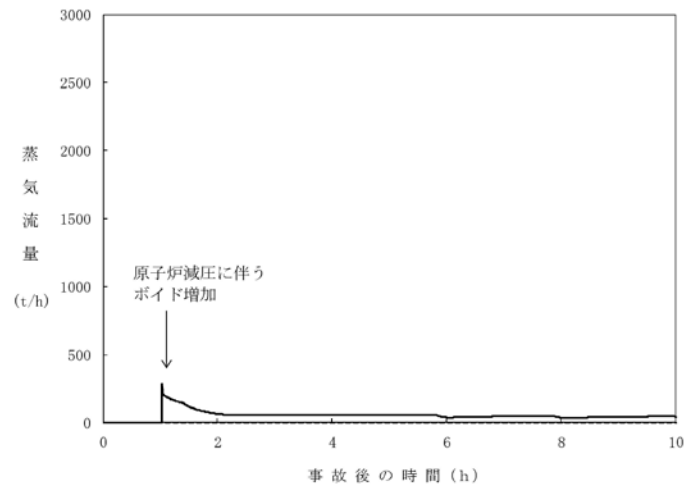
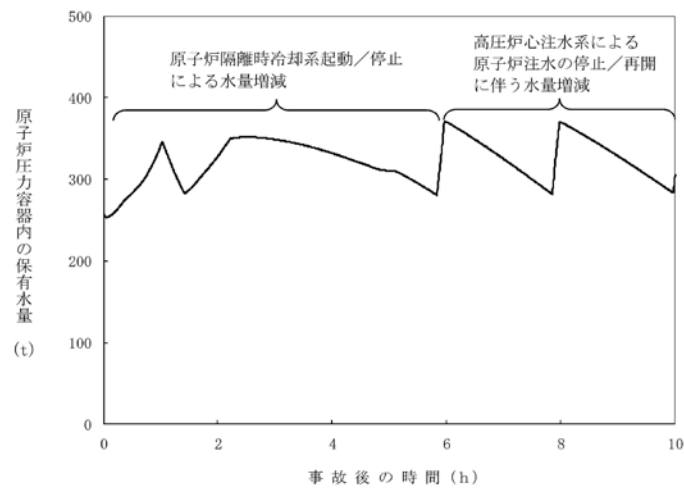
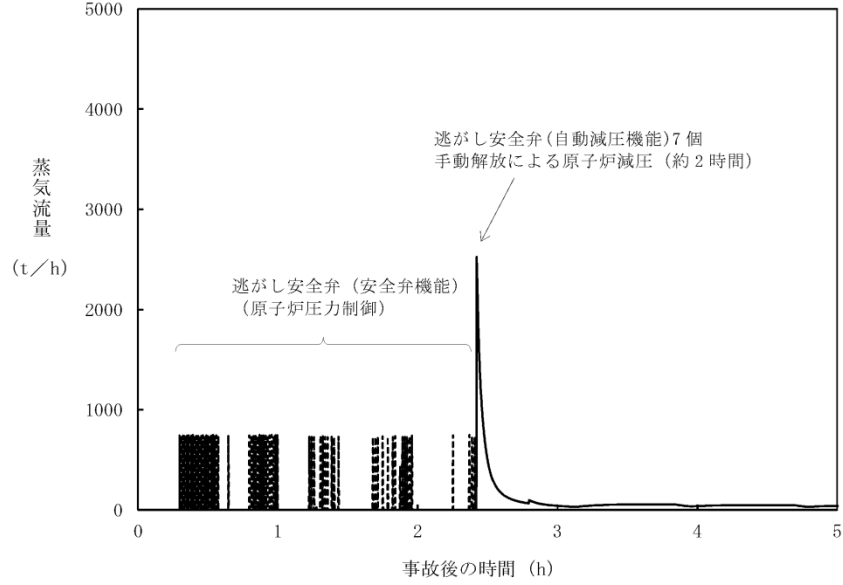
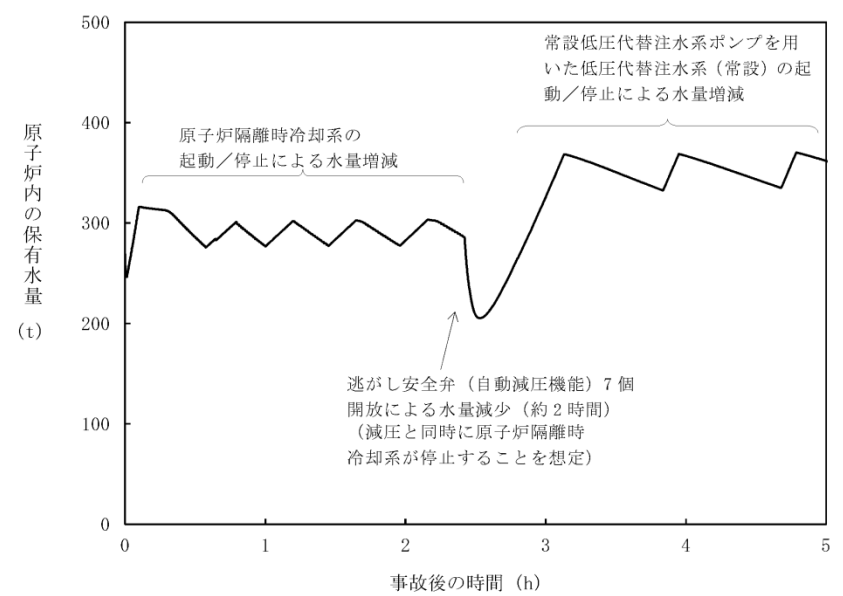
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.4.2-6 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.4.2-7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> <p>10-7-1-420</p>	 <p>第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>

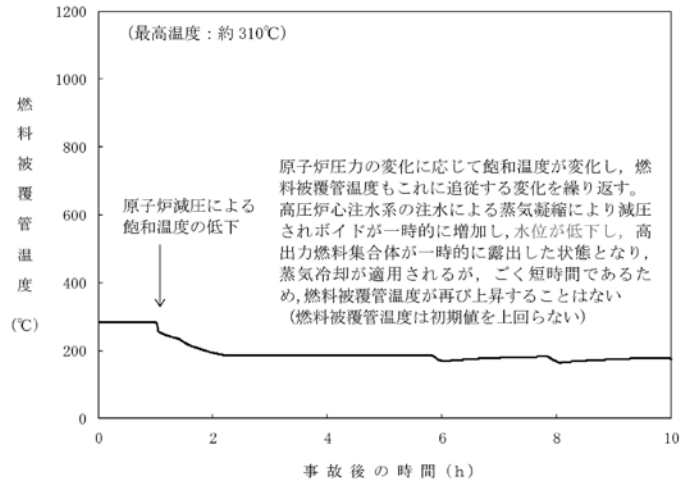
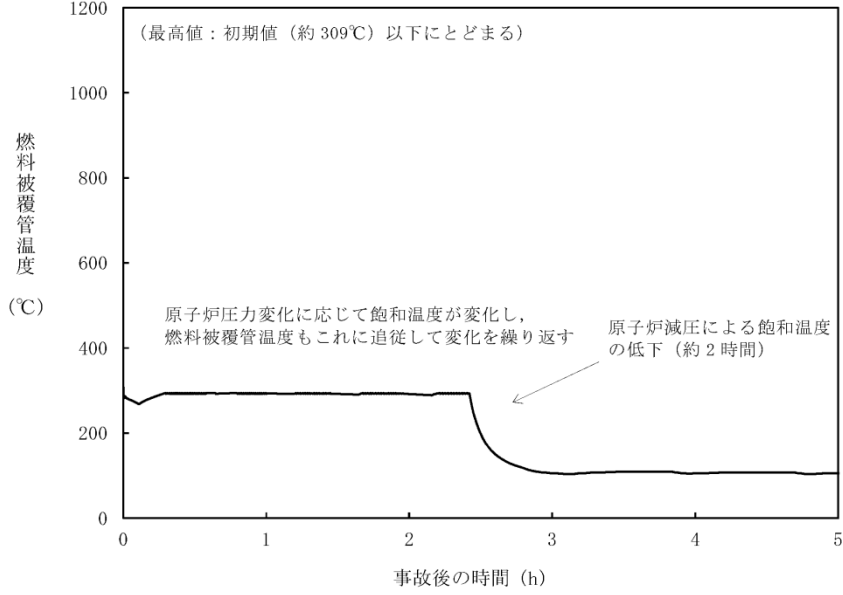
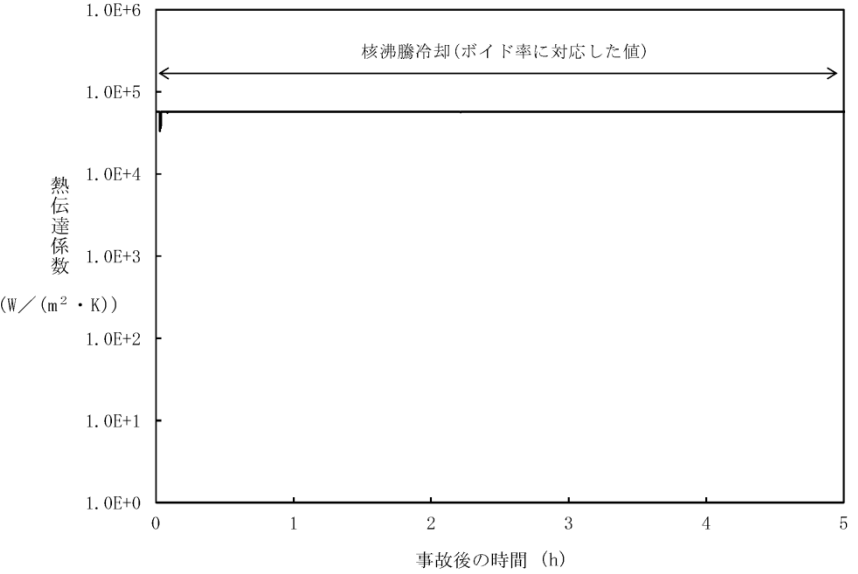
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.4.2-8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p> <p>第 7.1.4.2-9 図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-421</p>	<p>第 2.4.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移*</p> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p> <p>第 2.4.2-6 図 注水流量の推移</p>	<p>備考</p>

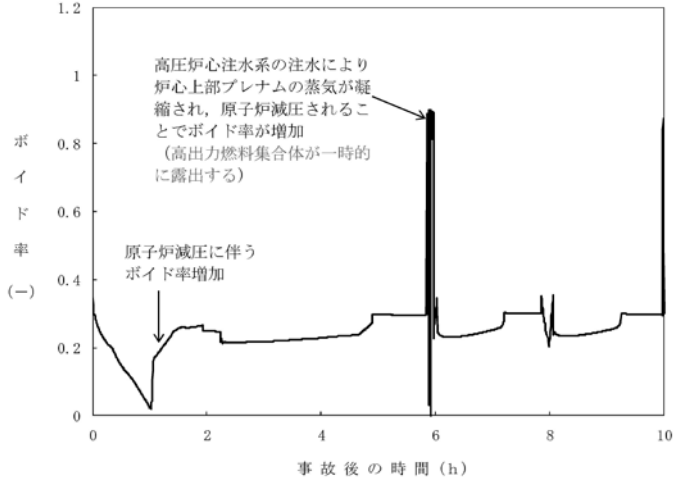
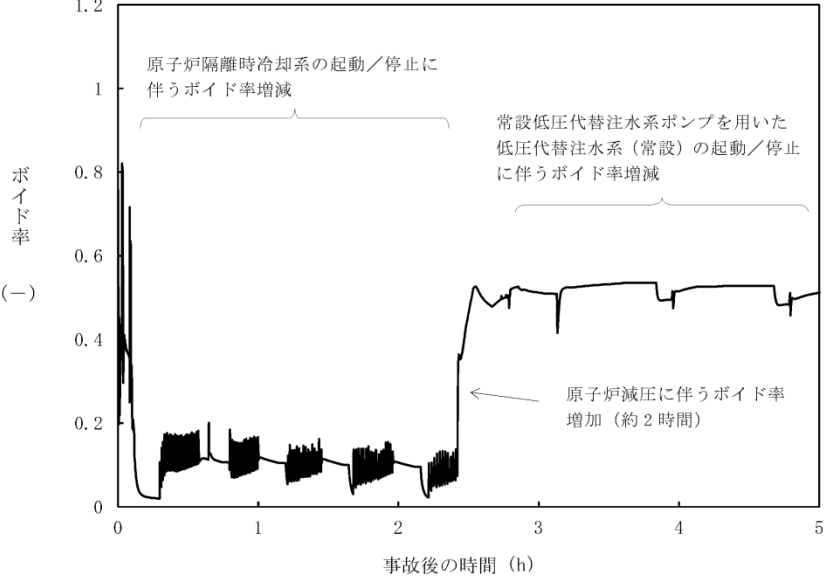
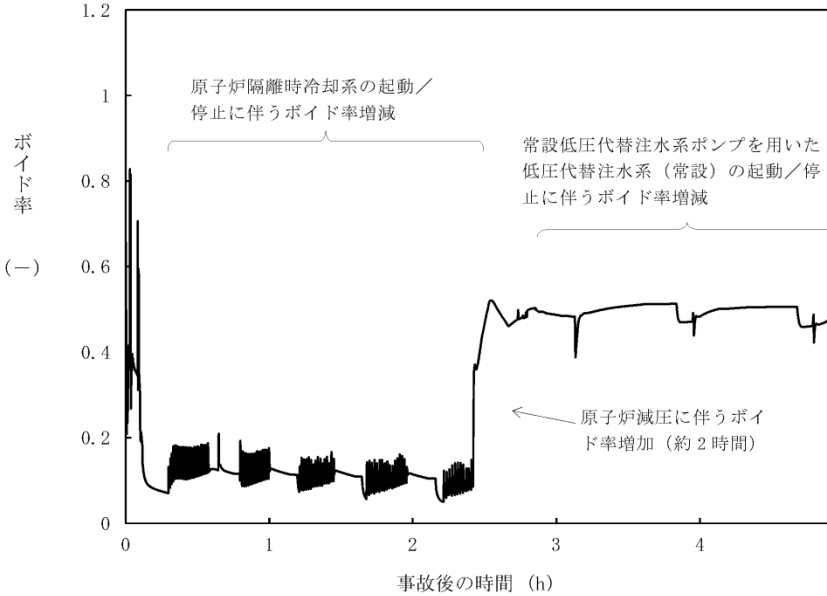
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.4.2-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.4.2-11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-422</p>	 <p>第 2.4.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 2.4.2-8 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

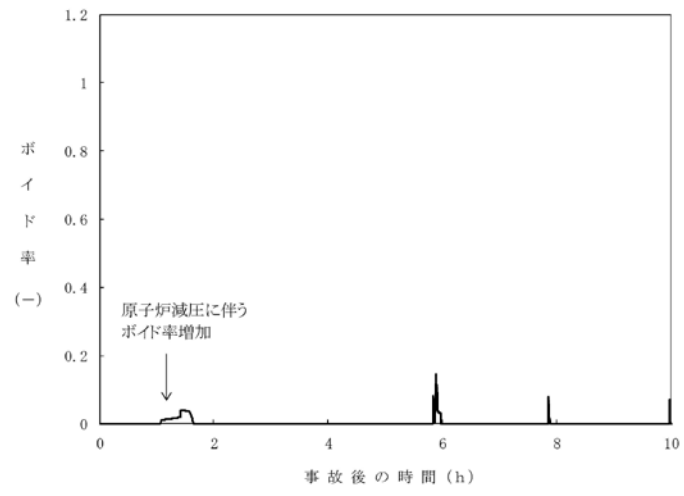
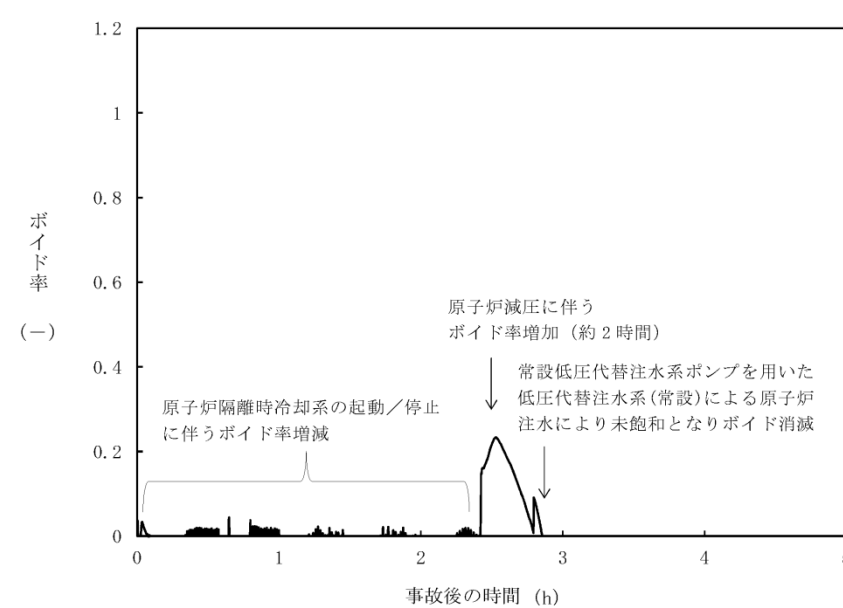
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7. 1. 4. 2-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第 2. 4. 2-9 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 2. 4. 2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.4.2-13図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	 <p>第2.4.2-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>  <p>第2.4.2-12図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

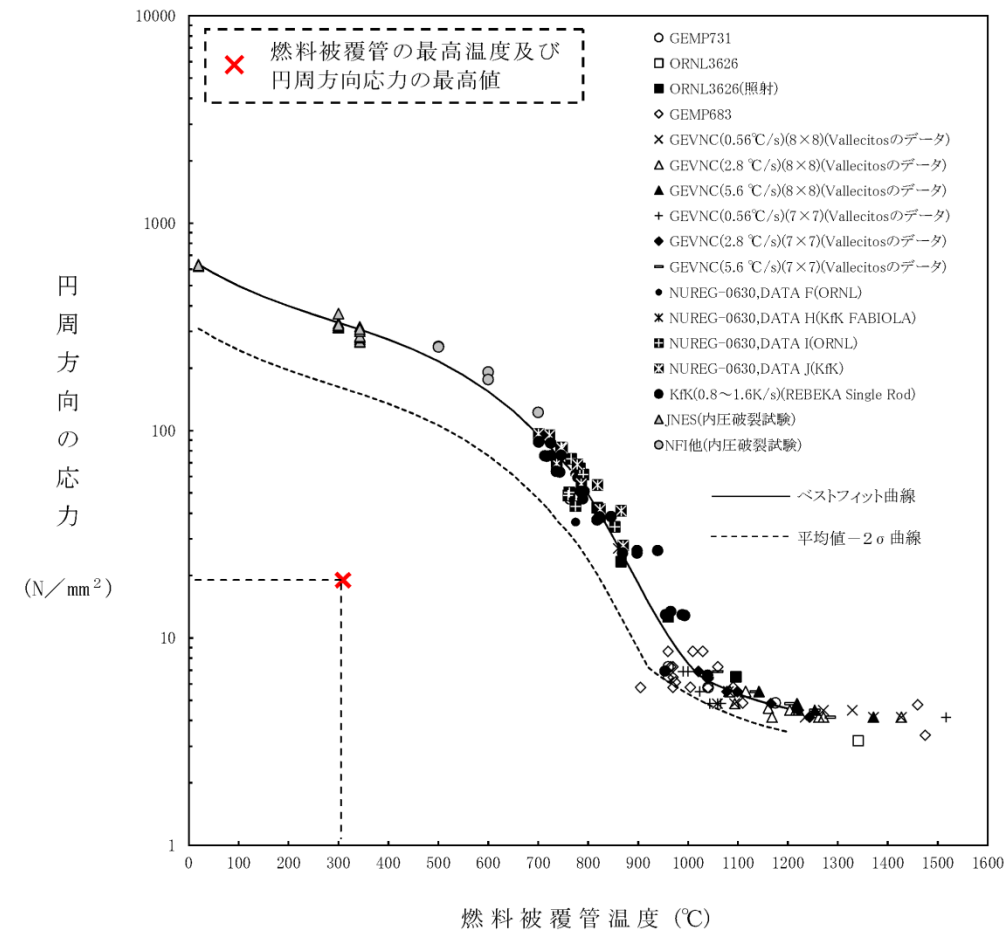
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p data-bbox="356 798 994 840">第7.1.4.2-14図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p data-bbox="1484 913 2122 955">第2.4.2-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.4.2-15 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.4.2-15 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.1.4.2-16 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>第 2.4.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.4.2-17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.4.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7.1.4.2-18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.4.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.4.2-1表 「崩壊熱除去系が故障した場合」の重大事故等対策について

判別及び操作	手順	有効性評価上期待する事故等処置	
		常設設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉スクラムしたことを確認する。	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル2) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系統流量】 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水貯蔵槽	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッション・チェンバ・プールの流量
逃がし安全弁による原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プールの流量が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの流量が低下し、これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル2) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	逃がし安全弁	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧炉心注水による原子炉注水	原子炉減圧に伴い、原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル1S) にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水】 復水貯蔵槽 軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 【高圧炉心注水系統統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa(Low)到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリ (B1)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 【高圧炉心注水系統統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プールの水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) フィアルツ装置入口圧力 フィアルツ装置出口放射線モニタ フィアルツ装置金庫フィアルツ差圧
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プールの水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) フィアルツ装置入口圧力 フィアルツ装置出口放射線モニタ フィアルツ装置金庫フィアルツ差圧

【】：重大事故等対策設備 (設計基準設備)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (1/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁 (安全弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。 外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し、非常用母線が受電される。 	高圧炉心スプレイ系* 高圧炉心スプレイ系デ イーゼル発電機* 原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェン バ* 主蒸気隔離弁* A.T.W.S.緩和設備 (代替 再循環系ポンプ) トリッ プ機能) 逃がし安全弁 (安全弁機 能)* 非常用ディーゼル発電 機* 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S.A.広帯域) 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S.A)
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。 	高圧炉心スプレイ系* 高圧炉心スプレイ系デ イーゼル発電機* 原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェン バ* 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S.A.広帯域) 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.4.2-1表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル2) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	原子炉水位 (SA) 原子炉隔離時冷却系流量 【原子炉隔離時冷却系流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・チェンバ・プールの水位が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッシャ・チェンバ・プールの水位を監視する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル2) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッシャ・チェンバ・プールの水位
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全開し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧中心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い、原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル1.5) にて高圧中心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧中心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 【高圧中心注水系流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa(Less)到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。	可搬型代替注水ポンプ (A+2機) タンクローリー (B1)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水供給系流量 (BWR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.31MPa(Less)到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器冷却を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッシャ・チェンバ・プールの水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) ファイナル装置水位 ファイナル装置入口圧力 ファイナル装置出口放射線モニタ ファイナル装置金属フィルタ差圧

【 】：重大事故等対応設備 (設計基準設備)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (2/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
崩壊熱除去機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッシャ・プールの水温度が32℃以上であることを確認する。 中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッシャ・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系の起動に失敗したことを確認する。 去系により、崩壊熱除去機能喪失を確認する。 	-	サブプレッシャ・プールの水温度 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失の確認後、常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替注水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	常設低圧代替注水ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッシャ・プールの水温度がサブプレッシャ・プールの熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は65℃) に到達したことを確認する。 常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作の完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁 (自動減圧機能)* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ	サブプレッシャ・プールの水温度 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.4.2-1表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力機械モニタ 起動監視モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル2) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	原子炉水位 (SA) 原子炉隔離時冷却系系流量 【原子炉隔離時冷却系系流量】 復水貯蔵槽水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水貯蔵槽	【高圧代替注水系統吐出圧力】 サブプレッション・チェンバ・プールの水温度
残留熱除去機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プールの水温度が上昇するため、高圧代替注水によるサブプレッション・チェンバ・プールの水温度が下がるまでの間に、高圧代替注水によるサブプレッション・チェンバ・プールの水温度が回復し、以後高圧代替注水によるサブプレッション・チェンバ・プールの水温度が回復する。	-	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 【高圧代替注水系統流量】 タンクローリー (RL) 高圧代替注水系統流量 (HR B 系代替注水系統流量)
逃がし安全弁による原子炉減圧	原子炉減圧に伴い、原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル1S) にて高圧代替注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	逃がし安全弁	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【高圧代替注水系統流量】 タンクローリー (RL) 高圧代替注水系統流量 (HR B 系代替注水系統流量)
高圧炉心注水による原子炉注水	原子炉減圧に伴い、原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル1S) にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水】 復水貯蔵槽 軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【高圧炉心注水系統流量】 タンクローリー (RL) 高圧代替注水系統流量 (HR B 系代替注水系統流量)
代替格納容器スプレッド冷却による原子炉注水 (常設) による原子炉隔離時冷却	格納容器圧力が0.18MPa [Gage]に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。	代替格納容器 軽油タンク	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プールの水位 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) フィードバック圧力 フィードバック圧力 フィードバック圧力
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力逃がし装置	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【高圧代替注水系統流量】 タンクローリー (RL) 高圧代替注水系統流量 (HR B 系代替注水系統流量)

【 】：重大事故等対策設備 (設計基準設備)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

東海第二発電所

備考

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (3/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設) からの原子炉注水を開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。 	常設低圧代替注水ポンプ 代替格納容器 代替格納容器高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S A広帯域) 原子炉水位 (S A燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水量 代替格納容器貯蔵槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量 *	
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 海水系による冷却水供給が確保された時点で代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。 格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達した場合は、代替循環冷却系による格納容器スプレッド冷却操作を実施する。 	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替格納容器装置 軽油貯蔵タンク サブプレッション・チェンバ*	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系流量 原子炉注水量 代替循環冷却系格納容器スプレッド冷却系流量	

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの
 ■：有効性評価上考慮しない操作

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

前ページと同じ

第7.1.4.2-1表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル2) から原子炉水位高 (レベル3) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉隔離時冷却系流量 (SA) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統流量 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失後、高圧代替注水系統を起動し原子炉水位を回復する。	-	-
残留熱除去機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバール水位が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバール水位低下によるサブプレッション・チェンバール水位低下による自動起動操作を実施するが、残留熱除去設備により自動起動し、原子炉水位を回復する。	-	-
逃がし安全弁による原子炉減圧	玉蒸気隔離弁を手動で全開し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧炉心注水による原子炉注水	原子炉減圧に伴い、原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル1.5) にて高圧炉心注水系統が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水】 復水貯蔵槽 軽油タンク	原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系統流量】 高圧炉心注水系統流量 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa(Low) に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。	可搬型代替注水ポンプ (A+2級) タンクローリー (BL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 高圧炉心注水系統流量 (DR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.31MPa(Low) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器冷却を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッション・チェンバール水位 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバール水位 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバール水位 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 低圧代替注水系統流量 原子炉注水流量 原子炉注水流量 (燃料域) * 原子炉注水流量 (S A 広帯域) 原子炉注水流量 (S A 燃料域) 低圧代替注水系統流量

【】：重大事故等対策設備 (設計基準超過)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

東海第二発電所

備考

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (4/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa [gage] 又はドラワイエール雰囲気温度が 171°C に近接したことを確認する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系 (常設) による格納容器冷却操作を実施する。 サブプレッション・チェンバール水位が、通常水位 +5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備を実施する。 サブプレッション・チェンバール水位が、通常水位 +6.5m に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替注水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	-	ドラワイエール圧力 ドラワイエール雰囲気温度 サブプレッション・チェンバール圧力 低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量 代替注水貯槽水位 サブプレッション・チェンバール水位 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 低圧代替注水系統流量
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバール側)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持する。 格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達したことを確認し、サブプレッション・チェンバール側から格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。 なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。 	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-	ドラワイエール圧力 サブプレッション・チェンバール圧力 サブプレッション・チェンバール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ファイタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大熱出力密度	44.0 kW/m	設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバース間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバース・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバース・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバース・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバース・プール水温の上限值として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

10-7-1-308

東海第二発電所

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gauge]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下端から+126 cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)と9×9燃料 (B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型)を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなく燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月)に調整運転期間 (約1ヶ月)を考慮した運転期間に 対応する燃焼度を設定 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd/t以下となるよう燃料を配置する)
格納容器圧力	5kPa [gauge]	格納容器圧力の観点で厳しい設定として、通常運転時の管理範囲を考慮した高めの圧力を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計におけるドライウエル平均温度を設定

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/5)

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

10-7-1-309

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 (サブレーション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブレーション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転における下限値を設定
	サブレーション・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転における下限値を設定
	サブレーション・プール水温度	32℃	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定	
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失を設定 原子炉スクラムが原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて発生するため、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	
	外部電源	外部電源あり	

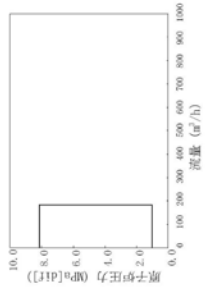
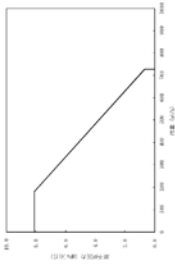
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

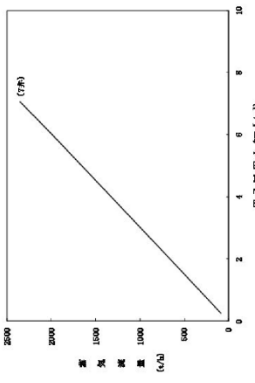
第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/5)

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

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-310

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉止	設計値を設定
A T W S緩和设备 (代替再循環系ポンプ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で全台トリップ (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4個, 407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa [gage] × 4個, 410.6t/h (1個当たり) (原子炉手動減圧操作時)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
逃がし安全弁	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

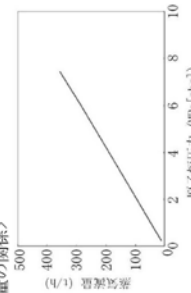
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

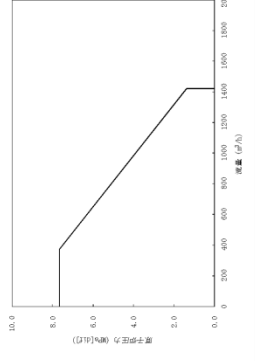
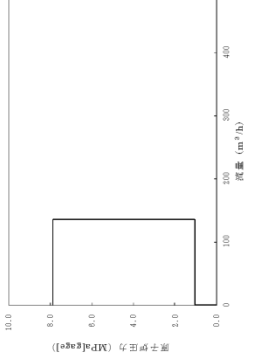
備考

第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51MPa[gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個 を開することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流 量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として 設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び 原子炉圧力の関係から設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレ レイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレ レイ流量を考慮し、設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]におけ る最大排出流量 31.6kg/s に対して、 原子炉格納容器二次隔離弁の中間開 操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格 納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮し て、格納容器圧力及び温度を低下させる排出 流量を確保可能な弁開度として設定

10-7-1-311

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起 動 原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点ま で回復し、原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉 水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h~1,419m ³ /h ・注水圧力：0MPa[dif]~7.65MPa[dif]	設計値を設定 機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起 動 原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点ま で回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レ ベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設 定点の範囲に維持 原子炉減圧時の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) による原子炉水位回 復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時 に注水停止 ・注水流量：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧 力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>逃がし弁機能</p> <p>逃がし弁機能 7.51MPa[gage] × 1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage] × 4個, 380t/h/個</p> <p>自動減圧機能付き逃がし安全弁1個を開することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係></p>	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p> <p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	<p>140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定</p>
格納容器圧力逃がし装置等	<p>格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開) にて原子炉格納容器除熱</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定</p>

10-7-1-311

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>低圧代替注水系 (常設)</p> <p>原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2台) ・注水流量：0m³/h~378m³/h ・注水圧力：0MPa[dif]~2.38MPa[dif]</p> <p>(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：230m³/h (一定) 格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、サブレーション・プールの水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。</p> <p>スプレイ流量：130m³/h (一定) 排気流量：13.4kg/s (格納容器圧力310kPa[gage]において)</p>	<p>機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性></p> <p>設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p> <p>サブレーション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点から厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲 (102m³/h ~ 130m³/h) における上限を設定</p> <p>格納容器減圧特性の観点から厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サブプレッション・チェンバール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサブプレッション・チェンバール水温最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

10-7-1-312

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関する操作条件	逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作)	サブプレッション・プール水温 65℃到達時	運転手順に基づき、サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバール側)	格納容器圧力 310kPa [gage] 到達時	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>7.1.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「小破断LOCA＋原子炉停止失敗」，③「中破断LOCA＋原子炉停止失敗」及び④「大破断LOCA＋原子炉停止失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，原子炉停止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，代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替制御棒挿入機能又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>ただし，重要事故シーケンスに対する有効性評価では，保守的に代替制御棒挿入</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断LOCA＋原子炉停止失敗」及び④「大破断LOCA＋原子炉停止失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，原子炉停止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>以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策としてATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段並びに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに，重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが，代替制御棒挿入機能による原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第2.5-1図に，対応手順の概要を第2.5-2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</p>	<p>・PRAの違いにより事故シーケンス名称に違いがあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第7.1.5-1図から第7.1.5-3図に、手順の概要を第7.1.5-4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.5-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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4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7.1.5-5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. 原子炉スクラム失敗確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ4台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p>b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認</p> <p>逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高(13.7kPa [gage])により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。なお、ここでの原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低(レベル2)で再循環ポンプ6台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することによ</p>	<p>た、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.5-1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必要な要員は、災害対策要員(初動)10名である。</p> <p>災害対策要員(初動)の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員4名及び指揮、通報連絡を行うための災害対策要員(指揮者等)4名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.5-3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、災害対策要員(初動)10名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉停止機能喪失の確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後、中央制御室からの遠隔操作により手動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチ「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作並びに代替制御棒挿入機能の手動操作を実施するが、これにも失敗したことで、原子炉停止機能喪失と判断する。</p> <p>主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にてATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)が作動し、再循環系ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。また、制御棒の挿入操作を実施する。</p> <p>原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等</p> <p>原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])設定到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。</p> <p>また、主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され、同時に給水加熱喪失となるため給水温度が低下することで、原子炉出力は徐々に上昇する。このため、中央制御室からの遠隔操作により給水流量を調整し、原子炉水位を低めに維持することで、自然循環による炉心流量を低下させ原子炉出力を抑制する。なお、給水流量調整及び原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作は解析上考慮しない。</p> <p>その後、復水器ホットウェル水位の低下に伴い、給復水系は全停となり、原子炉水位が原子炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達すると、原子炉隔離時冷</p>	<p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・東海第二では、運転手順に従い、自動スクラムの失敗確認後に手動スクラム操作を実施し、これにも失敗した場合に原子炉停止機能喪失と判断する。</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二ではHPCSやRCICではなく給水流量による原子炉出力抑制であることを明示。</p>

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>り原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に水位を維持する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び各系統の流量指示等である。</p> <p>d. 自動減圧系の自動起動阻止 ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号と原子炉水位低 (レベル 1) 信号の両方が 30 秒継続した場合であって、高圧炉心注水系又は低圧注水系のポンプが 1 台以上運転している (各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている) 場合、自動減圧系が自動起動する。原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。</p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作 原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。 原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタ等である。</p> <p>f. 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転 事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇する。サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃を超えて上昇する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) の運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量及びサブプレッション・チェンバ・プール水温度である。</p>	<p>却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、高圧炉心スプレイ系系統流量等である。</p> <p>c. 自動減圧系等の起動阻止操作 原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系又は過渡時自動減圧機能が作動し、原子炉圧力が低下することで、低圧炉心スプレイ系等により原子炉注水流量が増加し、原子炉水位が上昇することで正の反応度が印加されることを防止するため、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の起動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチにより、過渡時自動減圧機能についても作動が阻止される。 自動減圧系等の起動阻止操作に必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域) 等である。</p> <p>d. ほう酸水注入系の起動操作 原子炉停止機能喪失及び再循環系ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が 10%以上で、かつサブプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は 49℃以上であることを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また、中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は、平均出力領域計装、サブプレッション・プール水温度等である。 その後、ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し原子炉が未臨界になったことを確認する。 原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装等である。</p> <p>e. 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作 原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで、サブプレッション・プール水温度は上昇する。このため、サブプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認し、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却を開始する。なお、本重要事故シーケンスにおいては、事象発生から短時間でサブプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するが、この場合には、運転手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系 (サブプレッション・プ</p>	<p>・運転手順の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象 (反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定) を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止) + 原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、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 (ボイド・ドップラ/ボロン)、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化、気液熱非平衡、原子炉圧力容器に</p>	<p>ール冷却系) の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。</p> <p>f. 原子炉水位の調整操作</p> <p>ほう酸水の注入に伴い、原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また、原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、運転手順に従い、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点近傍に維持することで、自然循環による炉心流量の増加を抑制する。また、ほう酸水の全量注入完了を確認した後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、起動領域計装等である。</p> <p>以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) により継続的に実施する。</p> <p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象 (反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定) を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止) + 原子炉停止失敗」である。また、本事故シーケンスでは、原子炉水位が高めに維持され、炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として、評価上、重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。</p> <p>なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、LOCAを起因事象とする事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらの事故シーケンスの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、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 (ボイド反応度、ドップラ反応度、ボロン反応度)、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出 (臨界流・差圧流)、EC</p>	<p>・RCIC の水源の差異による運用の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>おける冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）、ほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードREDY、単チャンネル熱水力解析コードSCATにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.5-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>a) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。</p> <p>b) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>c) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。</p> <p>これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p>	<p>CS注水（給水系・代替の注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードREDY及び単チャンネル熱水力解析コードSCATにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッション・プール水温度、格納容器圧力等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.5-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心流量</p> <p>初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である約41,060t/h（85%）を設定する。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。</p> <p>2) 原子炉手動スクラムには期待しないものとする。</p> <p>3) 代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きくなるためボイド反応度印加割合が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しくなる。</p> <p>(添付資料2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の観点で事象進展が厳しくなる。なお、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮する。</p>	<p>・東海第二では、原子炉出力の観点で厳しい条件として、初期炉心流量を保安規定の運転上の制限における下限値（85%F）を設定</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である 3 秒とする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は、原子炉圧力高 (7.48MPa[gage]) 又は原子炉水位低 (レベル3) 信号により再循環ポンプ 4 台がトリップし、原子炉水位低 (レベル2) 信号により残り再循環ポンプ 6 台がトリップするものとする。なお、4 台以上の再循環ポンプがトリップした際に残りの再循環ポンプの回転速度を 5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については、保守的に使用できないものと仮定する。 また、再循環ポンプが 2 台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力ー低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁 (18 個) は、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 電動駆動給水ポンプ 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップするものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低 (レベル 2) 又はドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) で自動起動し、182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において) の流量で給水するものとする。</p> <p>(f) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系は原子炉水位低 (レベル 1.5) 又はドライウェル圧力高</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、保安規定の運転上の制限における下限値である 3 秒とする。</p> <p>(b) ATWS緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) 原子炉圧力高 (7.39MPa[gage]) 又は原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号により、再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。また、原子炉出力が 35%以上で、再循環系ポンプが 1 台以上トリップした場合に作動する選択制御棒挿入については、作動しないものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁 (逃がし弁機能) にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、逃がし安全弁 (18 個) は、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(d) 高圧炉心スプレイ系 ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号により自動起動し、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性 (注水流量：145m³/h~1,506m³/h、注水圧力：0MPa[dif] ※~8.30MPa[dif]) の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号により自動起動し、136.7m³/h (原子炉圧力 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]において) の流量で原子炉へ注水するものとする。また、運転手順に従い、サプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性 (116℃) に余裕を考慮した温度である 106℃に到達した時点で停止する。</p>	<p>・東海第二では、原子炉水位が高めに維持され、原子炉出力の観点で厳しい条件としてポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量を設定。なお、原子炉隔離時冷却系については、一定の注水流量に制御される。</p> <p>・東海第二では、「(3) 有効性評価の結果」において、事象進展と合わせて説明</p> <p>・RCIC の水源の差異による運用の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>(13.7kPa[gage])で自動起動し、182~727m³/h (8.12~0.69MPa[dif]において)の流量で給水するものとする。</p> <p>(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動し、190L/minの流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。</p> <p>(h) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温52℃、海水温度30℃において）とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 自動減圧系の自動起動阻止操作 原子炉が停止できない場合にドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])及び原子炉水位低(レベル1)によって自動減圧系の自動起動信号が発信されることを阻止するため、自動減圧系の自動起動阻止を手順に定めている。本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作を期待する。</p> <p>(b) ほう酸水注入系及び残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作 本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動することとしている。残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）は、サブプレッション・チェンバのプール水の平均温度が49℃に到達することをもって実施することとしており、サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した時点から、10分間が経過した時点で残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を手動起動することとしている。</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中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、高圧炉心注水系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第7.1.5-6図から第7.1.5-20図に、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の推移を第7.1.5-21図に示す。 ^{※1} 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p>	<p>(f) ほう酸水注入系 注入流量163L/min及びほう酸濃度13.4wt%にて注水するものとする。</p> <p>(g) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約53MW（サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃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) 自動減圧系等の起動阻止操作は、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生4分後に実施する。 （添付資料2.5.2）</p> <p>(b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生から4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から6分後に実施する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、事象発生から約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから10分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生17分後に実施する。</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中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）[※]、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5-4図から第2.5-18図に、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5-19図に示す。 [※] 非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから、シュラウド外水位の評価結果を示した。</p>	<p>・東海第二では操作時間の積み上げに基づいた操作条件を設定</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約730℃まで上昇する。約2秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により再循環ポンプ4台がトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号（7.48MPa[gage]）で作動する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、再循環ポンプの回転速度が最低となり、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約1,060℃まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、サブプレッション・チェンバ・プール水位が上昇し、事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わる。あわせて格納容器圧力も上昇するため、事象発生から約34秒後にドライウエル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わるとともに、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。サブプレッション・チェンバ・プール水温も上昇し、事象発生から約43秒後にサブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</p> <p>事象発生から約173秒後に復水器ホットウエルの水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約191秒後に原子炉水位低（レベル2）信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り6台の再循環ポンプがトリップする。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため、炉心は冠水維持される。</p> <p>事象発生から約11分後（原子炉スクラムの失敗確認から10分後）、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。同時に（サブプレッションプール水温高到達から10分後）残留熱除去系ポンプ3台によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後、原子炉自動スクラム信号が発信するが、原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで、燃料被覆管の温度は約872℃まで上昇する。事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップすることで炉心流量が低下し、ボイド率が上昇することで中性子束及び平均表面熱流束は低下するため、燃料被覆管温度も低下する。なお、本評価では期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号にて作動する。</p> <p>また、タービン駆動給水ポンプはトリップし、電動駆動給水ポンプが自動起動することで、給復水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は、再循環系ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが、給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し、燃料被覆管温度が一時的に上昇するが、この期間の燃料被覆管温度の最高値は約839℃程度であり、初期のピーク温度（約872℃）未満となる。</p> <p>原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入するため、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し、事象発生約57秒後にドライウエル圧力高信号（13.7kPa[gage]）により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また、事象発生約85秒後にサブプレッション・プール水温度は49℃に到達し、この後も上昇傾向が継続する。</p> <p>事象発生から約131秒後に復水器ホットウエル水位の低下により給復水系が停止することで原子炉水位が低下し、事象発生から約153秒後に原子炉水位異常低下（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給復水系による原子炉注水の停止後は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持されるが、原子炉水位の低下に伴い炉心流量、中性子束及び原子炉での蒸気発生量が低下する過程において、圧力設定点の異なる逃がし安全弁が一連で開閉することで原子炉圧力及び中性子束の変動幅が一時的に大きくなり、これに伴う沸騰遷移によって一時的に燃料被覆管温度が上昇する。但し、この期間の燃料被覆管温度の最高値は約723℃程度であり、初期のピーク温度（約872℃）未満となる。また、原子炉隔離時冷却系は、サブプレッション・プール水温度が106℃に到達した時点で停止するが、その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。</p> <p>事象発生約6分後に手動操作によりほう酸水注入系を起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し、原子炉水位は徐々に上昇するため、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。</p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により、原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は、第 7.1.5-11 図に示すとおり、給水加熱喪失の状態によって出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 176 秒で最高の約 1,060℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.5-9 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.92MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差 (高々約 0.3MPa) を考慮しても、約 9.22MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa[gage]) を十分下回る。</p> <p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.19MPa[gage]、約 113℃以下に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間</p>	<p>事象発生後の 17 分後に^{手動操作により}残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 2 系統によるサブプレッション・プール^{冷却}操作を開始する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し沸騰遷移が生じる期間が最も高^くなり、^{再循環系ポンプトリップ}による出力低下によってリウエットすることで低下する。第 2.5-10 図に示すとおり、事象発生後の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 872℃に到達するが、評価項目である 1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり、逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の作動により、約 8.19MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差 (0.3MPa 程度) を考慮しても、約 8.49MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa[gage]) を下回る。</p> <p>格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温は、第 2.5-19 図に示すとおり、ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し、原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが、最高値は^{それぞれ}約 0.20MPa[gage]、約 115℃となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) 及び 200℃を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。^{その}後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による^{格納容器除熱}を継続することで安定状態が確立する。</p> <p>(添付資料 2.5.3)</p> <p>安定状態が確立した以降は、制御棒の挿入機能を復旧し、原子炉を減圧した後に、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>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>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系の自動起動阻止操作、ほう酸水注入系運転操作及び残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として MCPR に関する燃料の許容設計限界 (以下「SLMCPR」という。) で沸騰遷移</p>	<p>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>本重要事故シーケンスは、原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され、逃がし安全弁を介したサブプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によりサブプレッション・プール冷却を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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実施する重要現象は、「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の結果を以下に示す。なお、反応度フィードバック効果の反応度モデル (ボイド・ドブプラ) の不確かさについては、核データ (動的ボイド係数) 及び核データ (動的ドブプラ係数) の解析条件の不確かさも含め「(2) 解析条件の不確かさの影響評価」にて確認する。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界 (以下「SLMCPR」という。) を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定してお</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な値を用いているため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く、ボロン反応度印加割合が大きくなり臨界未満までの時間が早くなるが、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価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>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>り、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるため、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。</p> <p>(添付資料 2.5.4)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高め設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管が高め評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くな</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第 7.1.5-2 表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は, 解析条件の 52,200t/h (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約 91%~約 110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため, 主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり, 事象進展に影響を与え, 運転員等操作時間に影響を与える。よって, 炉心流量が少ない場合 (定格流量の 90%) の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は, 解析条件の 1.22 に対して最確条件は 1.30 以上であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 解析条件よりも大きくなるため, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の核データ (動的ボイド係数) は, 解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合, 動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが, これによるプラント挙動への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。なお, 解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは, 本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが, 動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても, プラント挙動への影響は小さいことを確認している (「追補 2. III 重大事故等対策の有</p>	<p>る。このため, 実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.5.4, 2.5.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第 2.5-2 表に示すとおりであり, これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては, 設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから, この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について, 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>初期条件の炉心流量は, 解析条件で設定した約 41,060 t /h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%~約 104%であり, 最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが, 事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は, 解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標*で 0.98 以下であり, 最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが, 燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は, 解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33W/m~約 41kW/m であり, 最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが, 燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の核データ (動的ボイド係数) 及び核データ (動的ドップラ係数) は, 解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍 (動的ボイド係数) 及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍 (動的ドップラ係数) に対して, 最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが, 燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。なお, 解析コードの不確かさ等を考慮して設定している保守因子の大きさは, 事象進展に応じて変動し得るが, 厳しい組み合わせとした場合においても, プラント挙動への影響は小さく, 燃料被覆管温度は数℃の上昇にとどまることから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい (「付録</p>	<p>・東海第二では, ベースケースにて保安規定の運転上の制限における下限流量を設定している。</p> <p>・東海第二では, 運転管理に用いている限界出力比指標にて記載しているが, 内容は同じ。</p> <p>・東海第二では動的ボイド係数及び動的ドップラ係数について, 同じ段落で記載しているが, 内容は同じ</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて)。</p> <p>初期条件の核データ (動的ドップラ係数) は、解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ (動的ボイド係数) に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している (「追補2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」)。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積 (ウェットウェル) の空間部及び液相部、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上4.5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが、事象発生からごく短時間での動作であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて (第3部 REDY)」)。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び主蒸気流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間3秒に対して最確条件は3秒から4.5秒であり、最確条件とした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温の上昇傾向が継続する</p>	<p>・東海第二では、ベースケースにて原子炉水位が高めに維持され原子炉出力の観点で厳しい条件としてポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	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</p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件の 52, 200t/h (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約 91%~約 110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、炉心流量が少ない場合 (定格流量の 90%) の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1. 22 に対して最確条件は 1. 30 以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44. 0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の核データ (動的ボイド係数) は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1. 25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、その影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認</p>	<p>時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間当たりにサプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サプレッション・プール水温度の最高値は同等となり、中長期的なプラント挙動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。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>※ 限界出力比指標は、実際の運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が 1 以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。 (添付資料 2. 5. 4, 2. 5. 6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した約 41, 060 t /h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%~約 104%であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1. 24 に対して最確条件は限界出力比指標で 0. 98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が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>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44. 0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m~約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が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>初期条件の核データ (動的ボイド係数) 及び核データ (動的ドップラ係数) は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1. 25 倍 (動的ボイド係数) 及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0. 9 倍 (動的ドップラ係数) に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さく、燃料被覆管温度は数℃の上昇にとどまり、評価項目と</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>している (「追補2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」)。</p> <p>初期条件の核データ (動的ドップラ係数) は、解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ (動的ボイド係数) に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している (「追補2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」)。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積 (ウェットウェル) の空間部及び液相部、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、第7.1.5-22図から第7.1.5-26図に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上4.5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が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>なるパラメータに与える影響が小さいことを確認している (「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて (第3部 REDY)」)。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び主蒸気流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は、第2.5-21図から第2.5-24図に示すとおり、外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプを含む給復水系及び再循環系ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから、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>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間3秒に対して最確条件は3秒から4.5秒であり、最確条件とした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDYコードでは実験結果</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<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>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位低 (レベル1) 到達後 30 秒以内を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため、操作開始時間は変動し得るが、本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後を設定している。</p> <p>運転員等操作時間に与える影響として、状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は 10 分間を想定しているが、ほう酸水注入系の起動操作は、制御棒挿入失敗が確認され次第、再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注入開始時間も早まることから、</p>	<p>に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間当たりにサプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サプレッション・プール水温度の最高値は同等となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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する。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>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 4 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、自動減圧系のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報しこの 120 秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 6 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、自動減圧系等の起動阻止操作の完了後に一連の操作として実施すること、サプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃ 到達後 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、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて、状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、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は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなり、その場合、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない場合には、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炉心流量を定格流量の 90%とした感度解析を行う。その結果、第 7.1.5-27 図から第 7.1.5-31 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,080℃となり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 1,060℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 3%以下であり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 2%以下に比べて上昇するものの、15%を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにか</p>	<p>操作条件の残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 17 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、サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。</p> <p>(添付資料 2.5.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.5.4)</p> <p>(3) 感度解析</p>	<p>・東海第二においてはベースケースで炉心流量を 85%として解析を実施しているため記載は不要。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>かる圧力の最高値は約 9.12MPa[gage]^{※3} であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。なお、その他の評価項目である、燃料被覆管の酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温については、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。</p> <p>解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、第 7.1.5-32 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,150℃であり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 1,060℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 4%以下であり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 2%以下に比べて増加するものの、15%を下回っている。また、初期条件の炉心流量が少ない場合（定格流量の 90%）には、第 7.1.5-33 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,180℃であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約 1,080℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 5%以下であり、リウエットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの 3%以下に比べて上昇するものの、15%を下回っている。</p> <p>※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合、その最高値は、原子炉圧力の最高値（8.97MPa）に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値の 9.27MPa となるが、この値は最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作については、自動減圧系の自動起動阻止操作が行われなかった場合でも、自動減圧系の作動による原子炉減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには、低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまで約 160 秒の時間があり、この間に自動起動阻止操作及び開放された逃がし安全弁の閉止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき、実際にはこの間についても操作時間として確保できることから、</p>	<p>解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を実施した。その結果、第 2.5-20 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,060℃であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 2%以下であり、評価項目を満足する。</p> <p>(添付資料 2.5.5)</p> <p>(4) 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>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、解析上、ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル 1）の設定点に到達し自動減圧系のタイマーが作動するのは事象発生の約 232 秒後であり、この 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系からの注水に伴う急激な</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>時間余裕がある。運転状態の原子炉圧力（約7MPa）から逃がし安全弁8個で減圧する場合について、同操作を実施している「7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、原子炉圧力（第7.1.1-6 図参照）は逃がし安全弁8個による減圧開始後約160秒で約2MPaまで低下している。このことから、自動減圧系の作動により逃がし安全弁8個による減圧が開始された場合であっても、減圧開始から約160秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで、低圧注水系による原子炉注水を防止できる。</p> <p>ほう酸水注入系運転操作は、手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報の発報から10分程度あり、操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(5) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、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>7.1.5.4 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「原子炉停止機能喪失」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、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり12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72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p>	<p>原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能）7個にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約160秒で原子炉圧力が約2MPa [gage]まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生から約270秒程度の時間余裕がある。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることでサブプレッション・プール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プール水温の最高値は約115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、仮に操作が遅れた場合、サブプレッション・プール冷却操作の開始が遅れることで、サブプレッション・プール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プール水温の最高値は約115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.5.4, 2.5.8)</p> <p>(5) 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。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p>	<p>・東海第二では、時間積み上げに基づき操作条件を設定していることから、操作開始時のS/P水温度上昇率が小さいこと（約2℃/分）及び解析結果の評価項目に対する余裕を踏まえて時間余裕があることを確認している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水については、事象発生初期に復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバ・プールに水源が切り替わった後は、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。</p> <p>b. 燃料 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。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）。 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 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 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>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはなく、7日間の対応が可能である。 なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。</p> <p>b. 燃 料 外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から7日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）については約141.2kL、合計で755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機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7日間の電源供給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、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、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約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。 (添付資料2.5.9)</p> <p>c. 電 源 外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約938kWであるが、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2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.5.10)</p>	<p>・柏崎刈羽は、以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料評価について、燃料は設備間で共用しており、緊急の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・電源評価について、電源供給能力は直接影響はないが、燃料評価を記載しているため合わせて記載 <p>東海第二のモニタリングポストは、非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり、個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

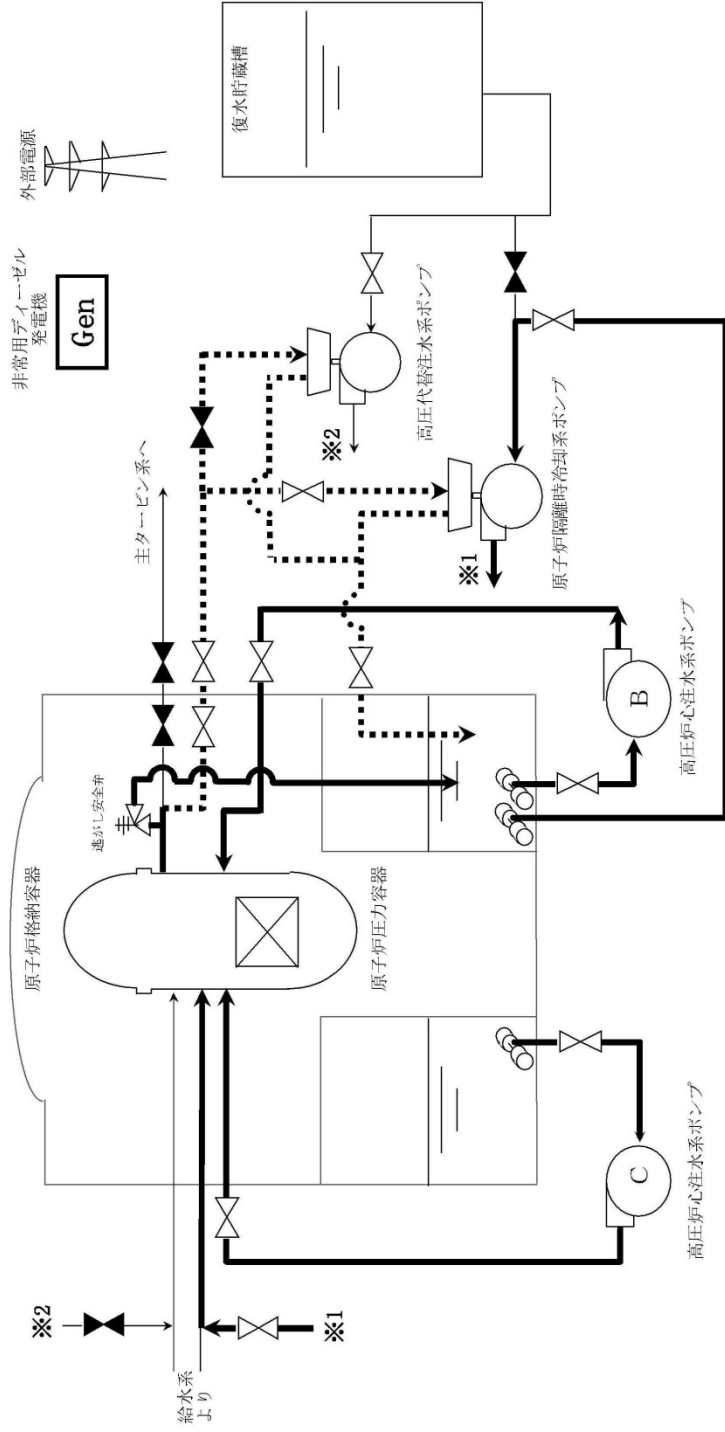
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>7.1.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」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、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</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、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで、最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備するとともに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。さらに、重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが、代替制御棒挿入機能による原子炉停止手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」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、ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響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、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

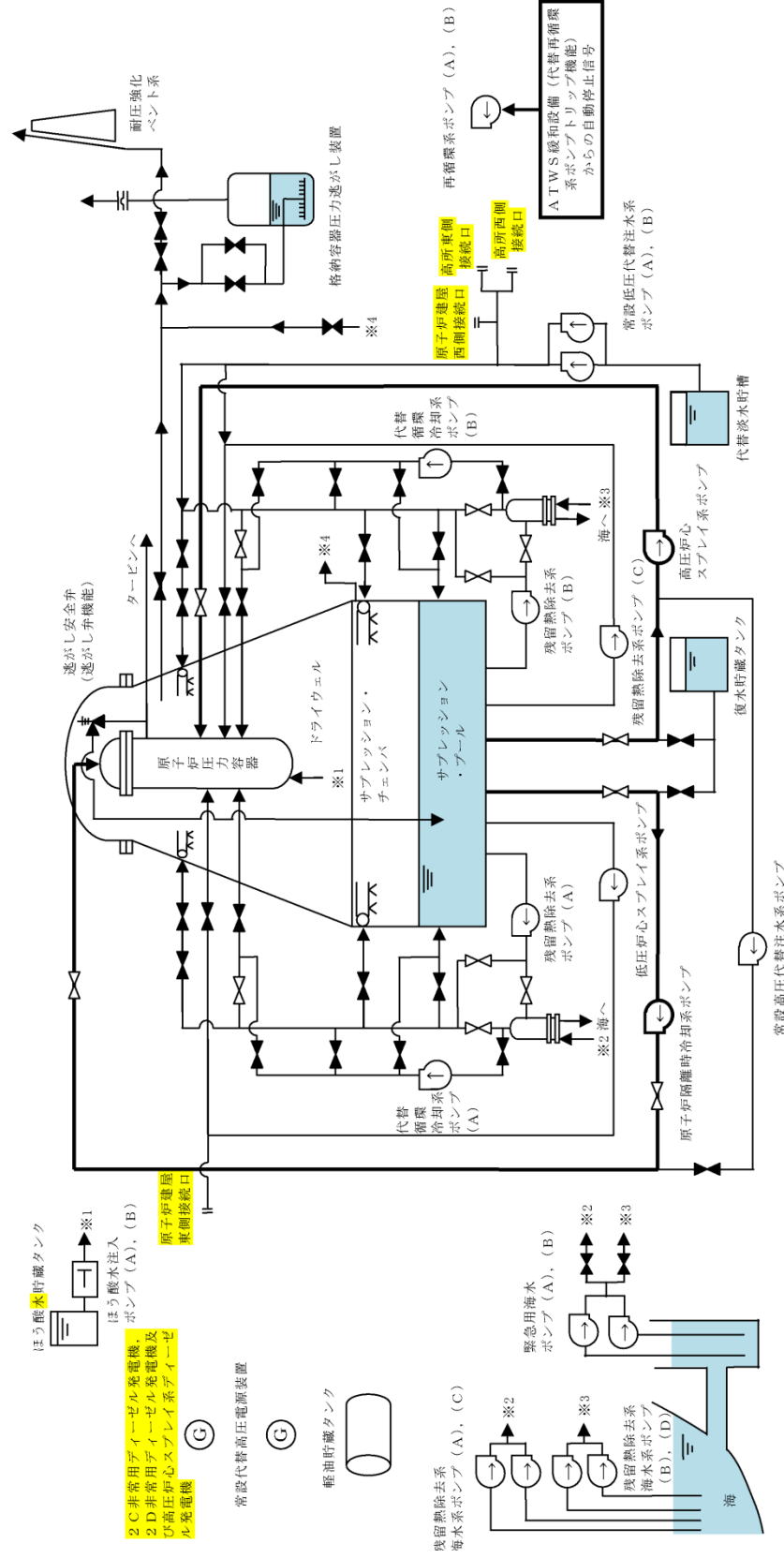
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



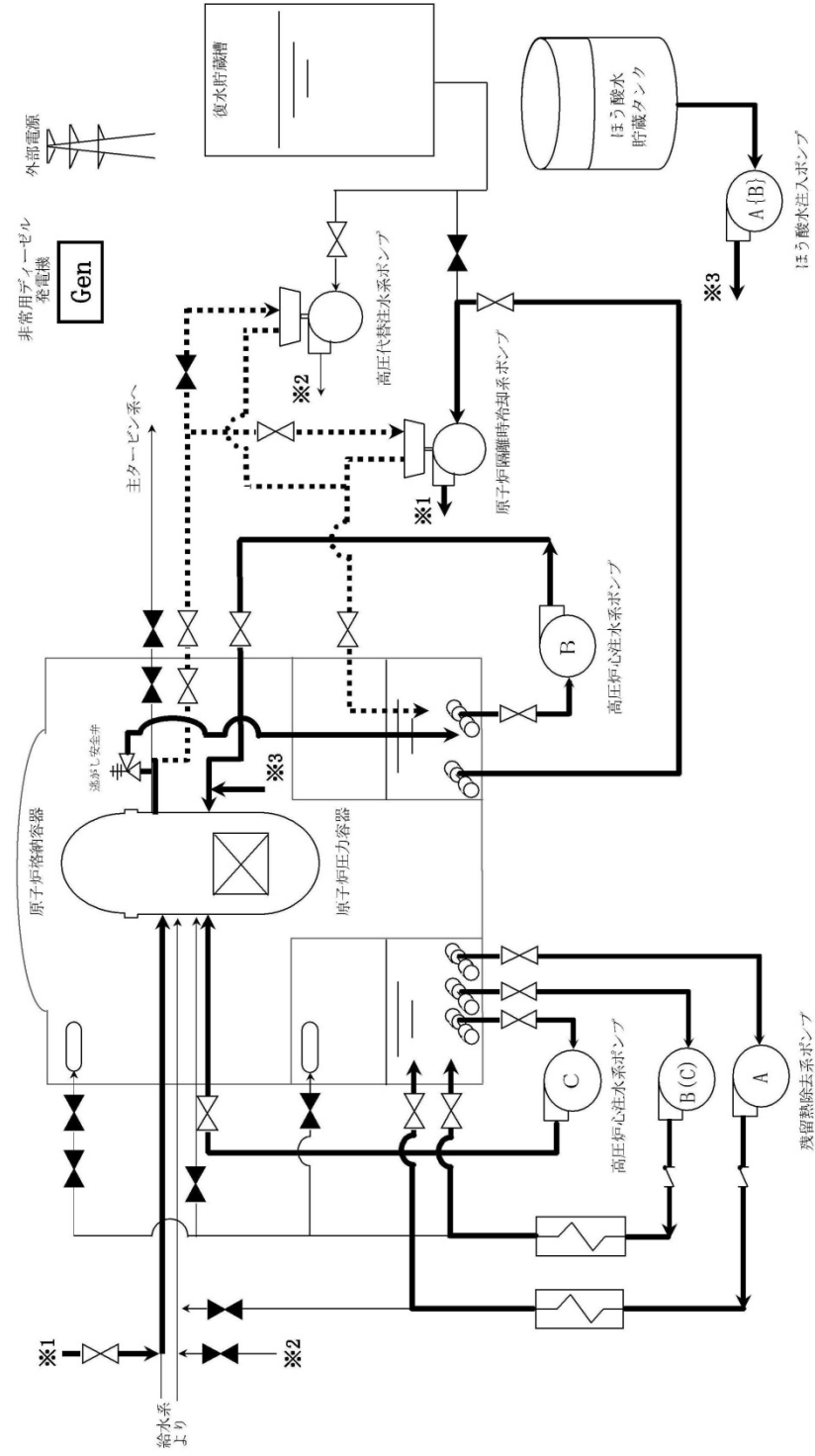
第 7.1.5-1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉減圧及び原子炉注水)



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (高圧炉心スプレイスレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプ トリップ機能) による原子炉出力の抑制段階)

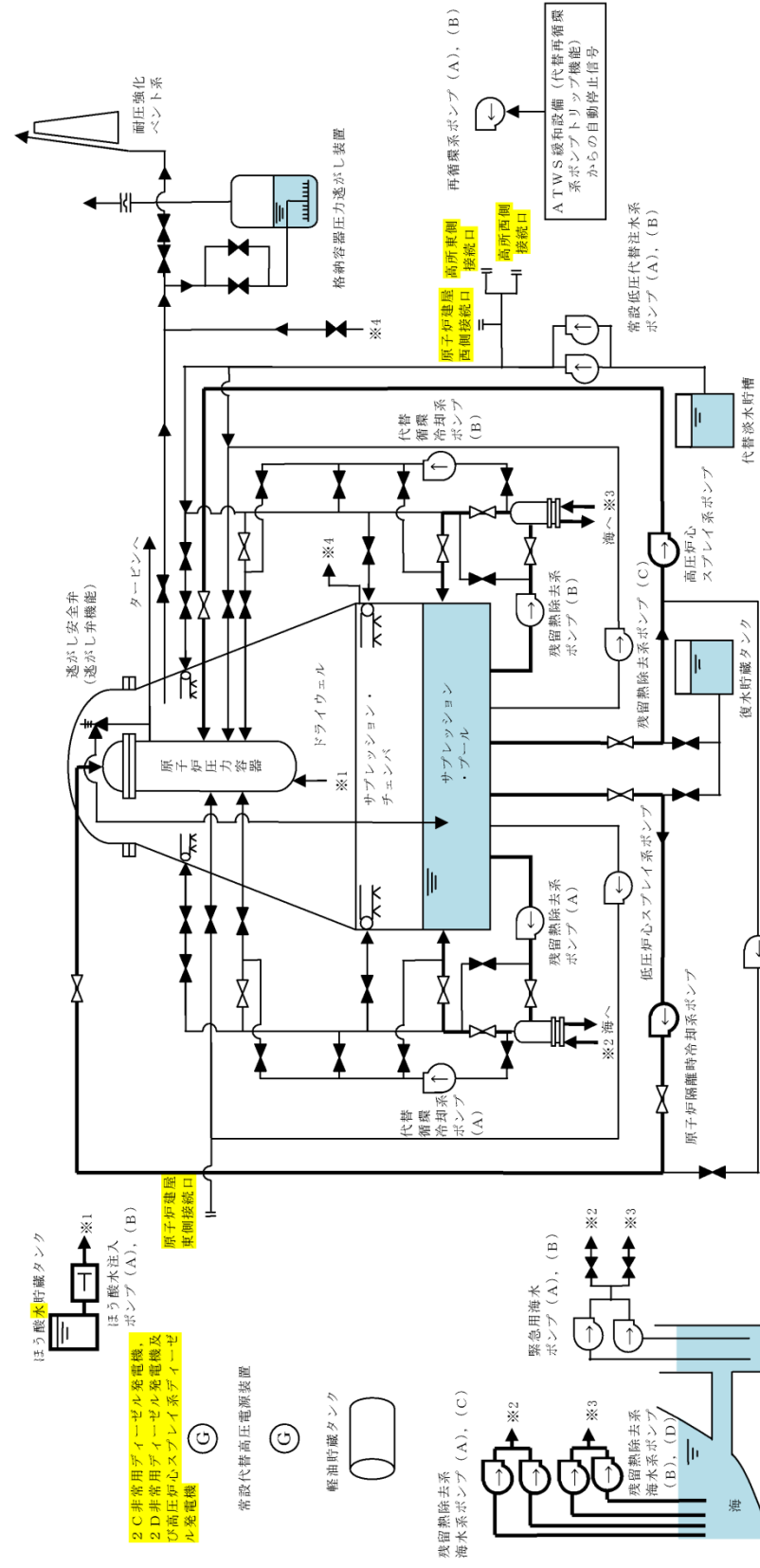
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



第 7.1.5-2 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
 (2/3) (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (高圧炉心スプレイスレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに
 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)

備考

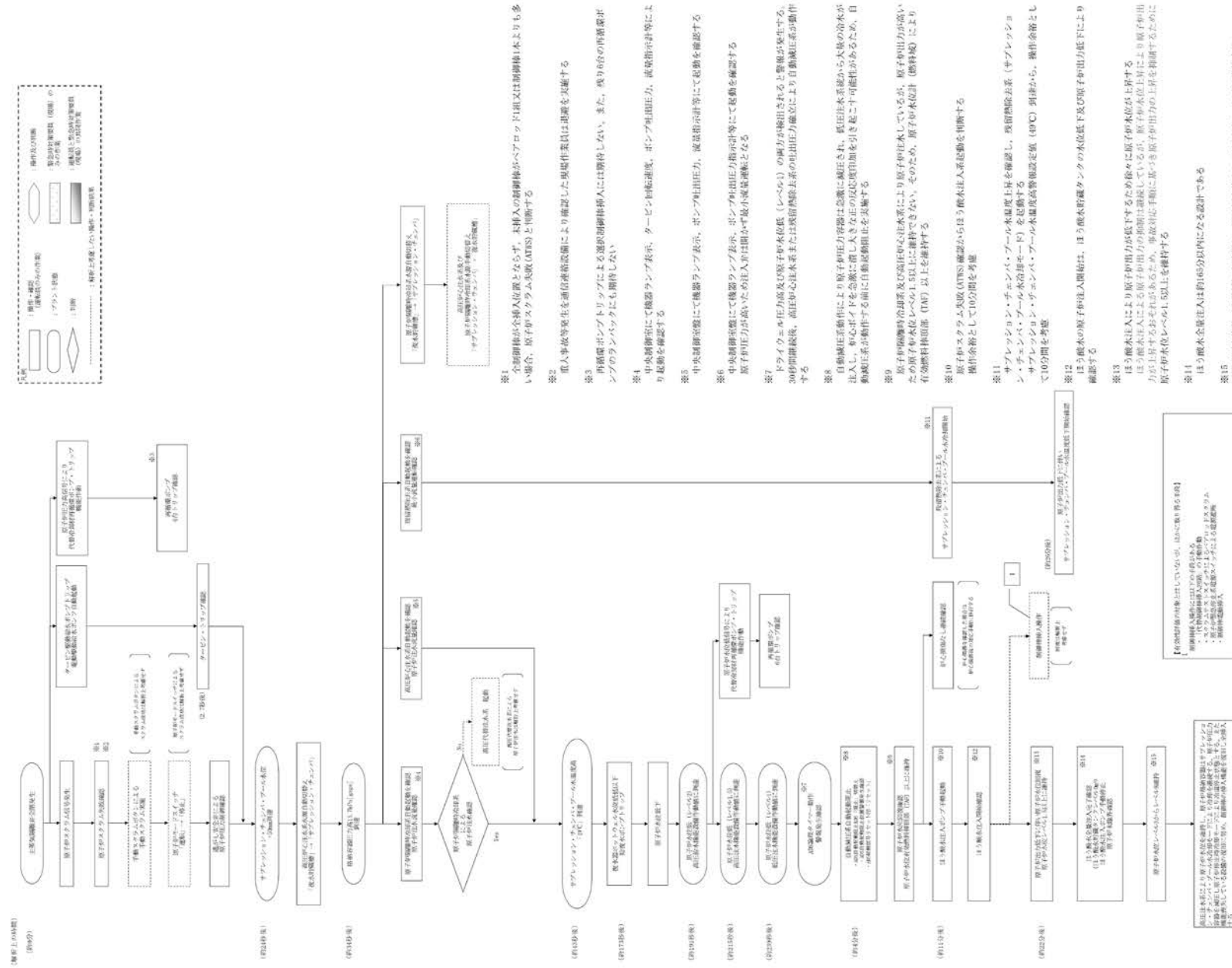
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>外部電源 非常用ディーゼル発電機 Gen 原子炉格納容器 原子炉圧力容器 復水貯蔵槽 復水移送ポンプ 高圧炉心注水系ポンプ 残留熱除去系ポンプ (A, B, C) 原子炉隔離時冷却系ポンプ 高圧代替注水系ポンプ</p>	<p>ほうばく貯蔵タンク ※1 ほうばく注水ポンプ (A), (B) 原子炉建屋東側接続口 緊急用海水ポンプ (A), (B) 残留熱除去系海水系ポンプ (A), (C) 代替格納冷却ポンプ (A) 代替格納冷却ポンプ (B) 残留熱除去ポンプ (A) 残留熱除去ポンプ (B) 残留熱除去ポンプ (C) 低圧炉心スプレイ系ポンプ 原子炉隔離時冷却系ポンプ 常設高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ポンプ 代替海水貯槽 海へ ※2 ※3 格納容器圧力逃がし装置 再循環系ポンプ (A), (B) 原子炉建屋東側接続口 原子炉建屋西側接続口 高圧代替注水系ポンプ (A), (B) ATWS緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) からの自動停止信号 常設低圧代替注水系ポンプ (A), (B)</p> <p>2 C 非常用ディーゼル発電機 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ポンプ発電機</p>	<p>第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱段階)</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

備考



- ※1 全制御棒が全挿入状態とならず、主挿入の制御棒がベアロープに阻又は制御棒は本よりも多い場合、原子炉システム事故(ATSS)と判断する
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した場合、関係作業員は迅速な処置を実施する
- ※3 再循環ポンプトリップによる強制制御棒挿入には要しない。また、残り台の再循環ポンプのランバックにも要しない
- ※4 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、流量指示等により起動を確認する
- ※5 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力、流量指示等にて起動を確認する
- ※6 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力、流量指示等にて起動を確認する
- ※7 ドライウェル圧力高及び原子炉水位低 (レベル6) の両方が検出されると警報が発生する。30秒間継続後、高圧炉心注水または高圧炉心注水の吐出圧力成立により自動減圧系が動作する
- ※8 減圧系が動作により原子炉圧力は急激に低下する。低圧炉心注水または低圧炉心注水の冷水が注入し、炉心底部を急冷し、炉心を損傷する可能性がある。そのため、炉心注水停止 (炉心注水停止) を動作する前に自動減圧系を停止させる
- ※9 原子炉運転時、高圧炉心注水系により炉心注水しているが、原子炉出力が低い状態の炉心注水レベル4.5以上に維持できない。そのため、炉心注水設計 (機材) により有効燃料棒上部 (UW) 以上を維持する
- ※10 原子炉システム事故 (ATSS) 確認から炉心注水系起動を判断する
- ※11 サプレッション・ポンプ・プール水位上昇を確認し、再循環ポンプ系 (サブプレッジョン・ポンプ・プール水位検出) を起動する
- ※12 原子炉出力が低い状態の炉心注水レベル4.5以上を維持する
- ※13 原子炉出力が低い状態の炉心注水レベル4.5以上を維持する
- ※14 原子炉出力が低い状態の炉心注水レベル4.5以上を維持する
- ※15 原子炉出力が低い状態の炉心注水レベル4.5以上を維持する

第7.1.5-4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所	備考
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> ○：操作・確認 (運転員) □：プラント状態 (解析) ◇：判断 ○：解析上考慮しない操作 □：重大事故等対応要員 (現場) の作業 ◇：運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業 </div> <div style="width: 50%; text-align: right;"> <p>使用済燃料プール 冷却機</p> </div> </div> <p>※1 再循環系ポンプトリップによる選択制御挿入には期待しない。</p> <p>※2 代替制御挿入機能、手動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。</p> <p>※3 全制御挿入が全挿入位置又は02ポジション (最大未臨界引抜位置) まで挿入されることが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。</p> <p>※4 自動減圧系又は過渡時自動減圧機能により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイス系等により多量の冷水が原子炉に注入され、原子炉停止機能喪失の確度後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。</p> <p>※5 ほう酸水注入系^{※1}の起動操作は、以下のいずれかにより判断する。 ・出力領域計装指示値が10%以上で、かつサブプレッション・プール水温度が49℃に近接又は49℃以上となった場合 ・中性子束低動が発生した場合</p> <p>※6 中性子束低動の発生は、以下のいずれかにより判断する。 ・複数の平均出力領域計装指示値が2~3秒周期で変動し、最大振幅が20%を超えた場合 ・複数の局所出力領域計装指示値が2~3秒周期で変動し、最大振幅が10%を超えた場合</p> <p>※7 ほう酸水注入系の起動は、中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。</p> <p>※8 制御挿入の挿入操作として以下の操作を実施するが、解析上考慮しない。 ・手動による制御挿入操作 ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作 ・現場にて、スクラム・パイロット弁継電器用空気系の排気操作</p> <p>※9 原子炉停止機能喪失の確認後、運転手順に従い給水流量を調整し原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが、解析上考慮しない。</p> <p>※10 給排水系の停止に伴い原子炉水位は低下し、その後、ほう酸水の注入による原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは、高圧炉心スプレイス系等により原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点付近で低めに維持する。</p> <p>※11 ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。</p> <p>※12 ほう酸水注入系の全量注入完了確認後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持する。</p> <p>※13 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力等にて確認する。低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動するが、原子炉が高圧状態のため、ミニフロー運転にて起動待機状態となる。</p> <p>※14 本重要事故シナリオのように、事象発生から短時間でサブプレッション・プール水温度が49℃まで上昇する場合には、運転手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。</p> <p>※15 原子炉隔離時冷却系は、水源であるサブプレッション・プール水温度が105℃に近接した場合に停止する。原子炉隔離時冷却系の停止後は、高圧炉心スプレイス系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。</p>	<p>備考</p>

第2.5-2図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考

原子炉停止機能喪失							経過時間 (分)										備考		
							2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	事象発生 原子炉スクラム失敗確認 約34秒 格納容器圧力高 (13.7kPa [gauge]) 到達 約43秒 サプレッション・チェンバ・プール水温度高「49℃」到達 約173秒 給復水ポンプトリップ (復水器ホットウエル水位低による) 約191秒 原子炉水位低 (レベル2) 約215秒 原子炉水位低 (レベル1.5) 約239秒 原子炉水位低 (レベル1) プラント状況判断											
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡															
	指揮者	6号 7号	当直副長 当直副長	1人 1人	各号炉運転操作指揮														
通報連絡者	緊急時対策本部要員 5人			中央制御室連絡 発電所外部連絡															
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)														
	6号	7号	6号	7号	6号	7号													
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・主蒸気隔離弁 全閉確認、遠隔し安全弁による原子炉圧力制御確認 ・原子炉スクラム失敗確認 ・タービン・トリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系、高圧中心注水系、残留熱除去系 自動起動確認 ・残留熱ポンプトリップ確認 ・給復水ポンプトリップ、原子炉水位低下確認											10分	
自動減圧系 自動起動阻止	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ADS自動起動阻止EOS「阻止」 ・ADS起動信号リセット作「リセット」											30秒	
残留熱除去系 運転モード切替文操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・残留熱除去系 低圧注水モード→サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード ・サプレッション・チェンバ・プール冷却状況監視											残留熱除去系3系統 (サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動)	
ほう酸水注入系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ほう酸水注入系 起動 ・注入状況監視											ほう酸水全量注入完了まで運転継続	
制御棒手動挿入、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・代替制御棒挿入機能起動 ・制御棒電動挿入操作											対応可能な要員により対応する	
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 流量調整 ・高圧中心注水系 流量調整											有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持 有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	0人	0人	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 7.1.5-5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所

備考

実施箇所・必要要員数				遅延時間(分)		遅延時間(時間)		備考
責任者	当直副班長	1人	中央監視	5	10	15	20	
操作項目	【】は他作業後移動してきた要員							
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	-	-	3分				手動スクラム・スイッチ、原子炉モードスイッチ切換え及び代替制御機挿入機によるスクラム成功は解析上考慮しないが、原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間(3分)ではこれらの操作時間も考慮して設定している。外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
自動減圧系等の起動停止操作	1人 A	-	-	10分				
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒の挿入操作	1人 A	-	-	1分				
残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却操作	1人 A	-	-	2分				中性子束変動の発生を確認した場合にも実施
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)	1人 A	-	-					
原子炉水位の調整操作(高圧炉心スプレイ系)	1人 A	-	-					
常設代替高圧電源装置による緊急用電源の受電操作	1人 B	2人 C, D	-					
使用済燃料プールの冷却操作	1人 A	-	-					
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人					

第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-6 図 中性子束、平均表面熱流束、炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)</p>	
<p>第 7.1.5-7 図 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

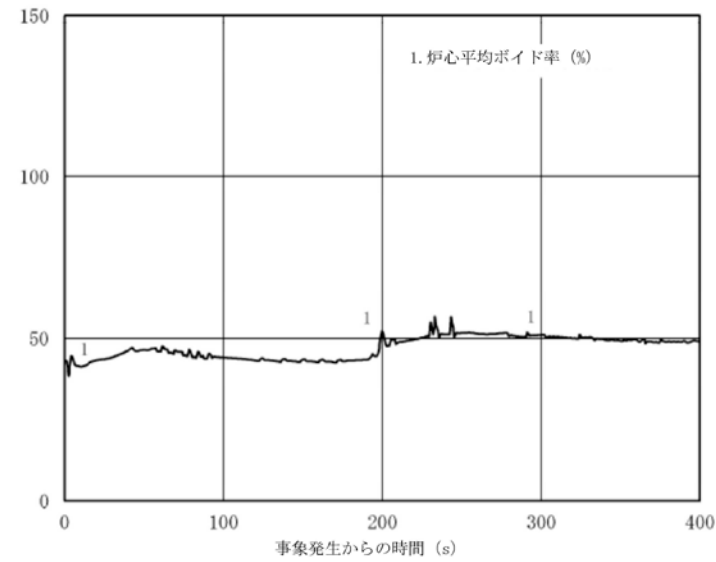
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-8 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から400秒後まで)</p> <p>第 7.1.5-9 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から400秒後まで)</p>	<p>第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (短期)</p> <p>第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁の流量の推移 (短期)</p>	<p>備考</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

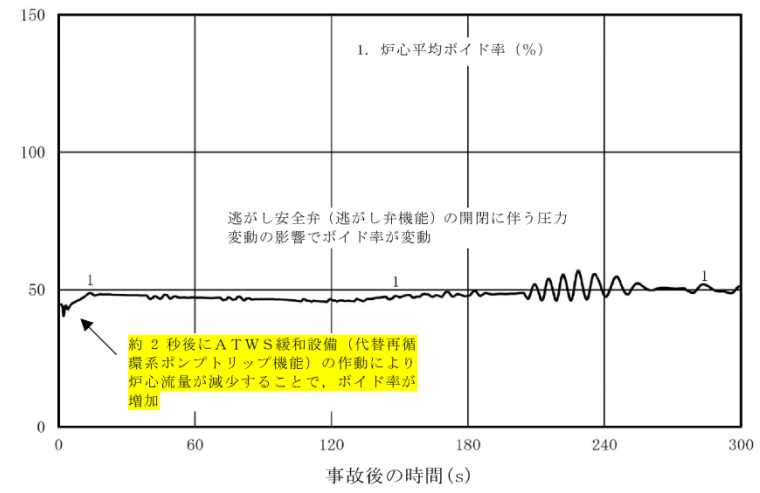
東海第二発電所

備考



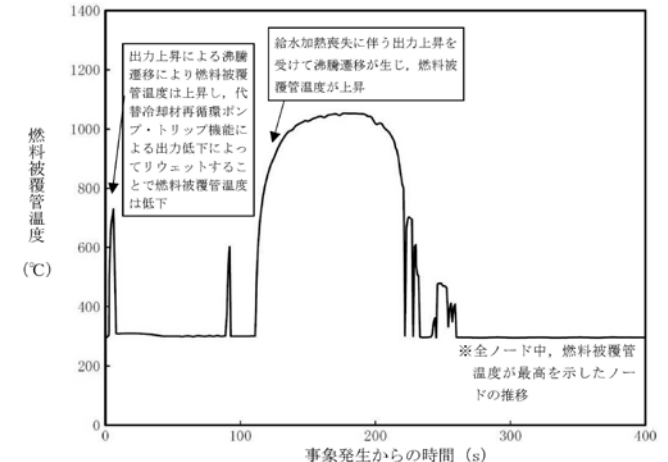
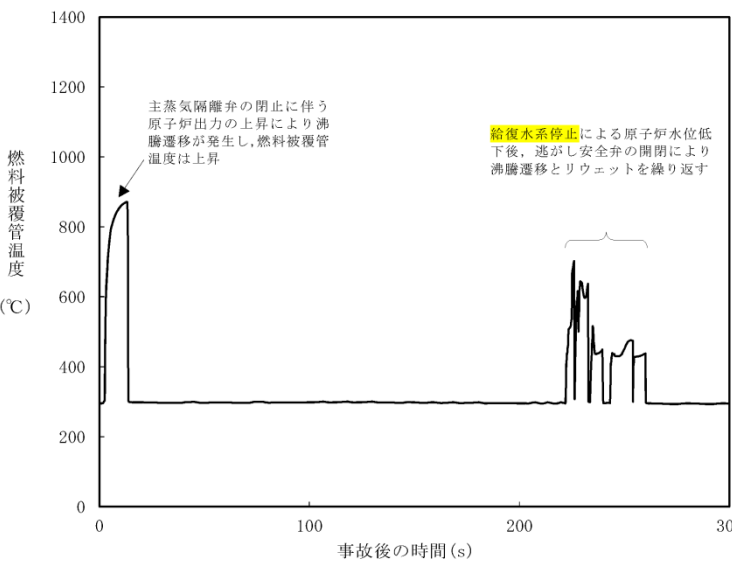
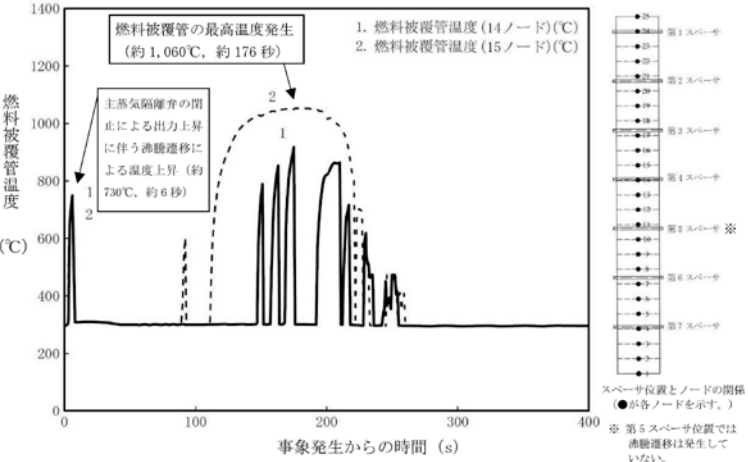
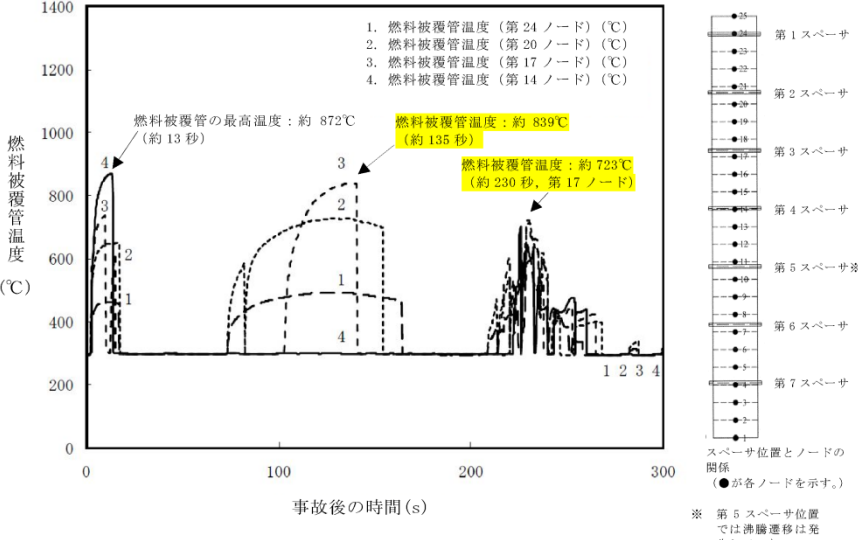
第 7.1.5-10 図 炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

10-7-1-433



第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.5-11 図 燃料被覆管温度*の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p>第 2.5-9 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)</p>	
 <p>第 7.1.5-12 図 燃料被覆管温度*の推移 (14 ノード (第 4 スペーサ位置) 及び 15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)</p> <p>※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管温度を評価している。</p>	 <p>第 2.5-10 図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)</p> <p>燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。</p>	
<p>10-7-1-434</p>		

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-13 図 熱伝達係数の推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-11 図 熱伝達係数 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)</p>	
<p>第 7.1.5-14 図 クオリティの推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-12 図 クオリティ (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)</p>	
<p>10-7-1-435</p>		

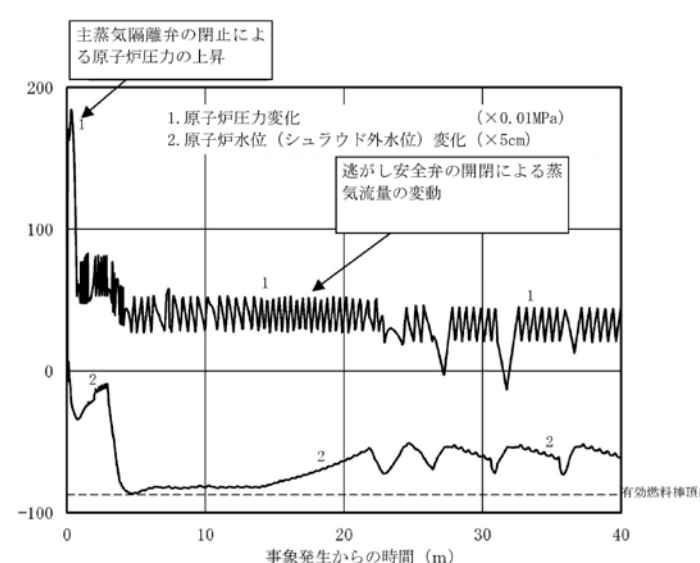
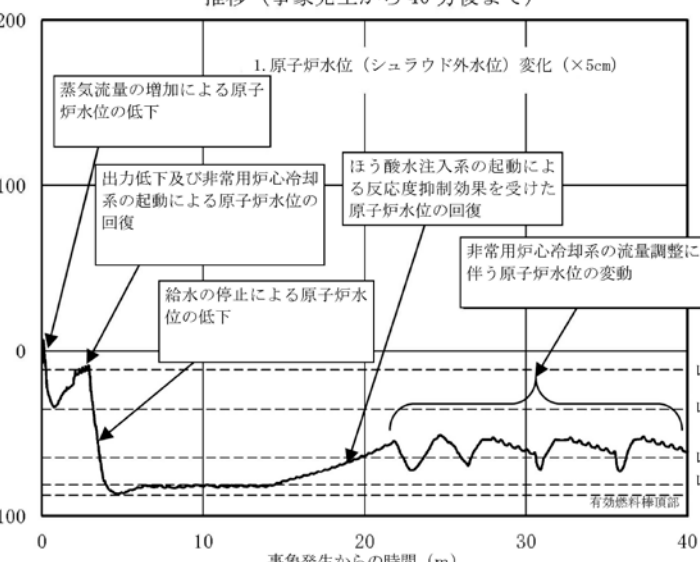
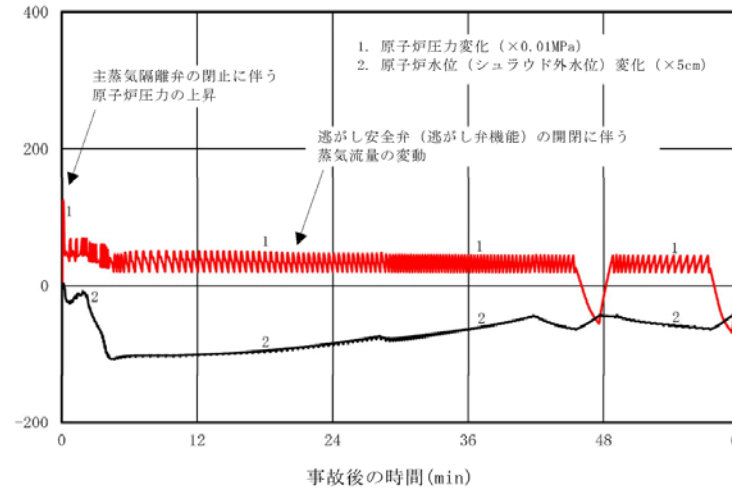
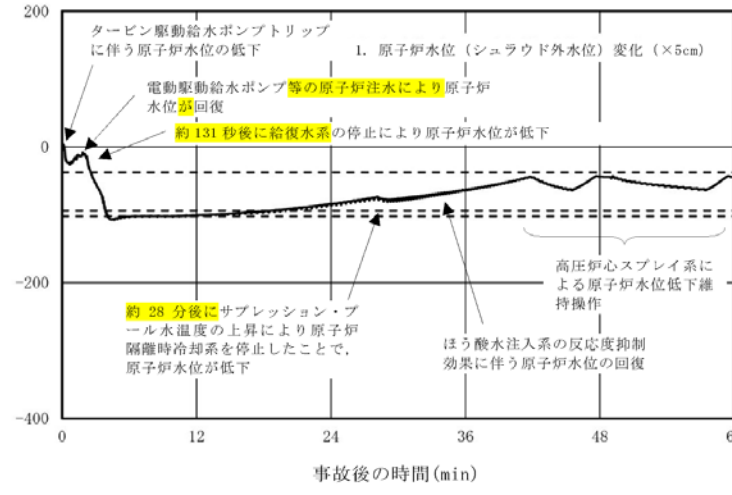
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-15 図 中性子束の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)</p>	
<p>第 7.1.5-16 図 炉心流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-17 図 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)</p>	
<p>第 7.1.5-18 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移</p>	

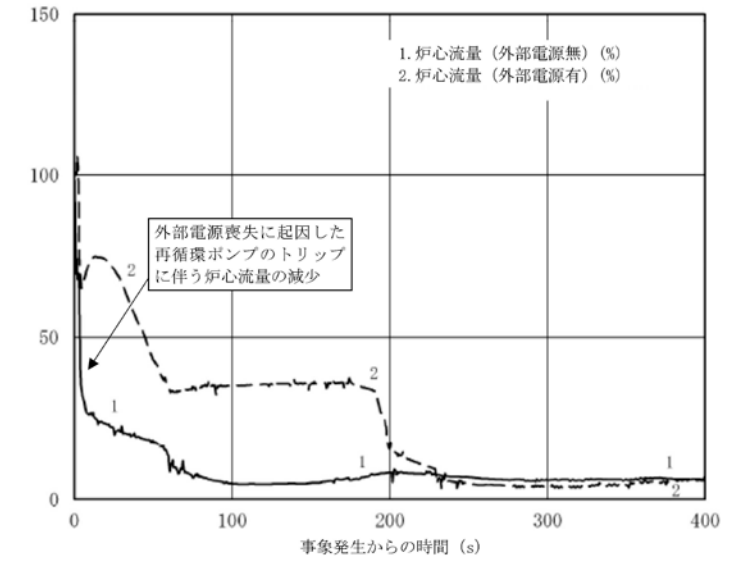
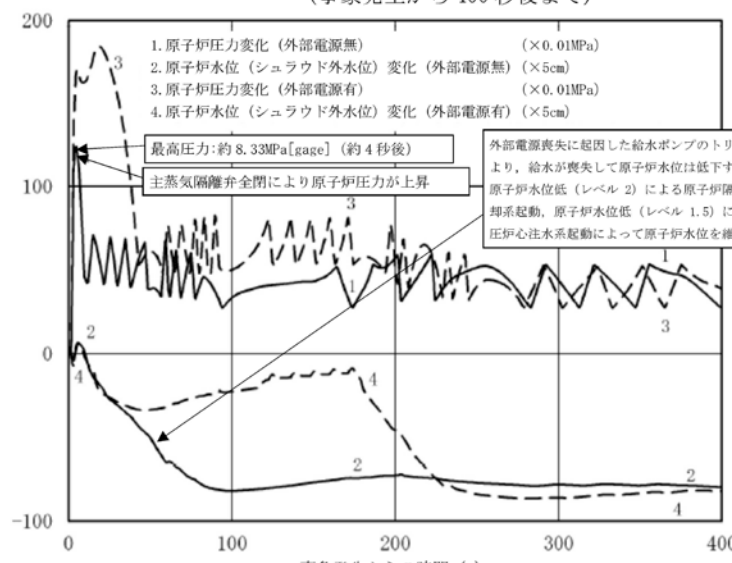
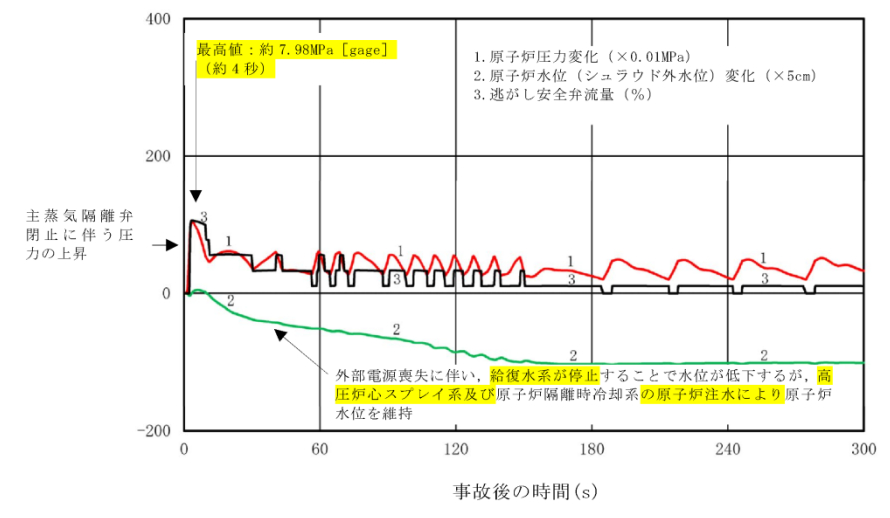
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.5-19 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>  <p>第 7.1.5-20 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p> <p>10-7-1-438</p>	 <p>第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移 (長期)</p>  <p>第 2.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)</p>	<p>備考</p>

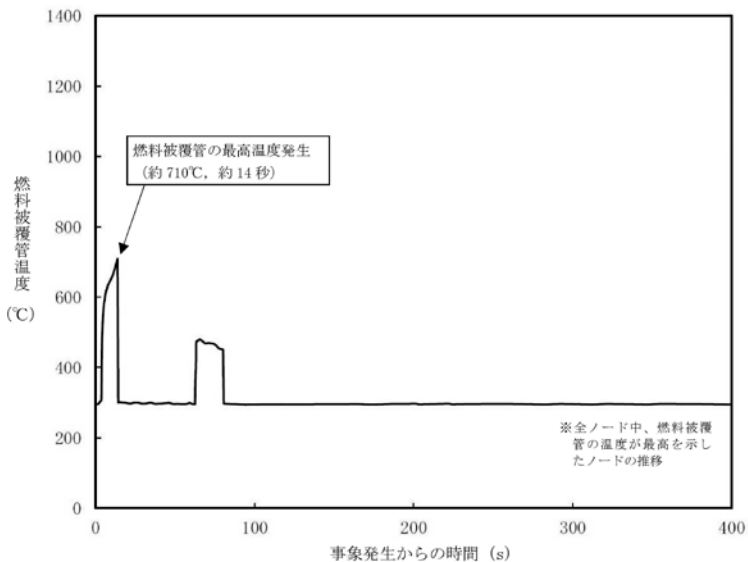
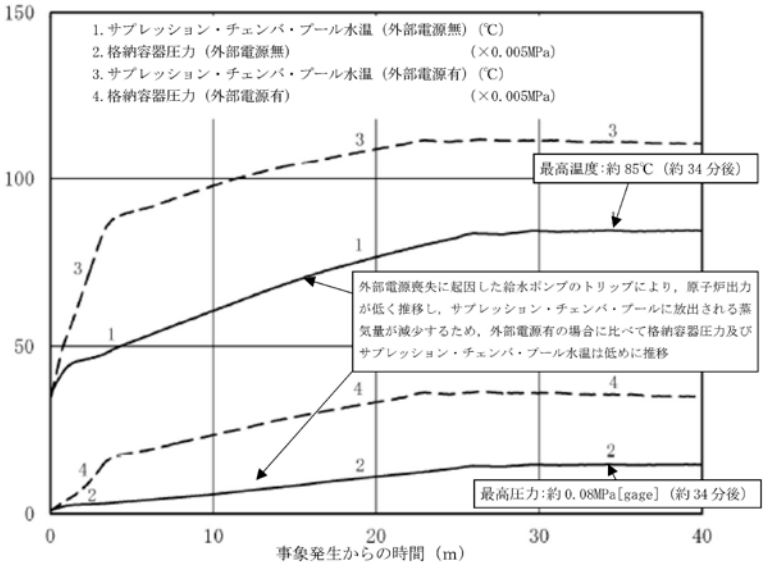
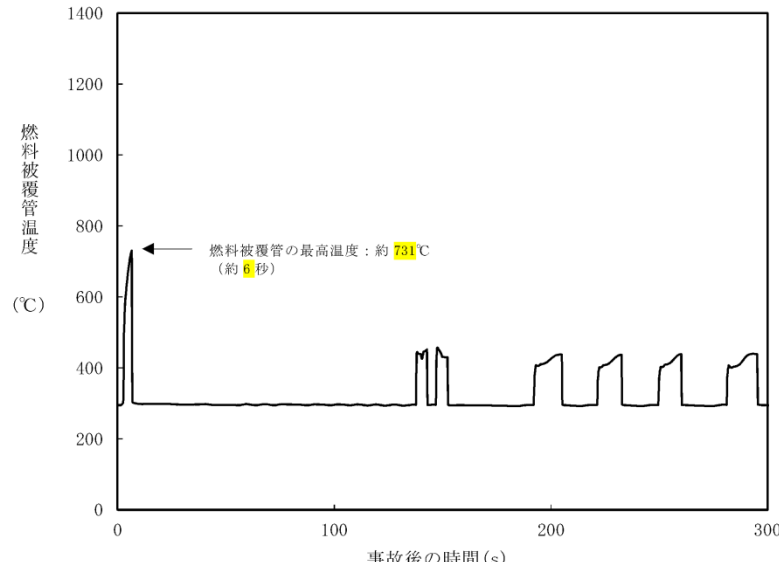
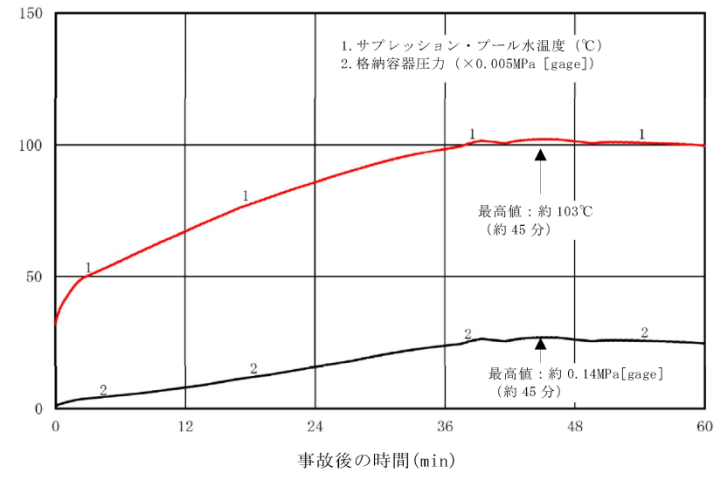
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移(長期)</p>	
<p>第 7.1.5-22 図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-21 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (外部電源がない場合) (短期)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>1. 炉心流量 (外部電源無) (%) 2. 炉心流量 (外部電源有) (%)</p> <p>外部電源喪失に起因した再循環ポンプのトリップに伴う炉心流量の減少</p> <p>第 7.1.5-23 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>  <p>1. 原子炉圧力変化 (外部電源無) (×0.01MPa) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (外部電源無) (×5cm) 3. 原子炉圧力変化 (外部電源有) (×0.01MPa) 4. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (外部電源有) (×5cm)</p> <p>最高圧力: 約 8.33MPa [gage] (約 4 秒後)</p> <p>外部電源喪失に起因した給水ポンプのトリップにより、給水が喪失して原子炉水位は低下するが、主蒸気隔離弁全閉により原子炉圧力が上昇</p> <p>原子炉水位低 (レベル 2) による原子炉隔離時冷却系起動、原子炉水位低 (レベル 1.5) による高圧炉心注水系起動によって原子炉水位を維持</p> <p>第 7.1.5-24 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p>最高値: 約 7.98MPa [gage] (約 4 秒)</p> <p>1. 原子炉圧力変化 (×0.01MPa) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (×5cm) 3. 逃がし安全弁流量 (%)</p> <p>外部電源喪失に伴い、給復水系が停止することで水位が低下するが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により原子炉水位を維持</p> <p>主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力の上昇</p> <p>第 2.5-22 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁流量の推移 (外部電源がない場合) (短期)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 東海第二では、炉心流量は前ページの第 2.5-21 図に含めている

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.5-25図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度*の推移 (15ノード, 事象発生から400秒後まで)</p>  <p>第7.1.5-26図 外部電源がない場合のサブプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)</p> 	<p>第2.5-23図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (外部電源がない場合) (短期)</p>  <p>第2.5-24図 サプレッション・プール水温及び格納容器圧力の推移 (外部電源がない場合) (長期)</p> 	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-27 図 初期炉心流量 90% の場合の中性子束、平均表面熱流束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 7.1.5-28 図 初期炉心流量 90% の場合の炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>・東海第二においては、左記のKK67の炉心流量を考慮した解析をベースケースとして実施している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.5-29図 初期炉心流量90%の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から400秒後まで)</p> <p>第7.1.5-30図 初期炉心流量90%の場合の燃料被覆管温度[※]の推移 (15ノード、事象発生から400秒後まで)</p>		<p>・東海第二においては、左記のKK67の炉心流量を考慮した解析をベースケースとして実施している。</p>

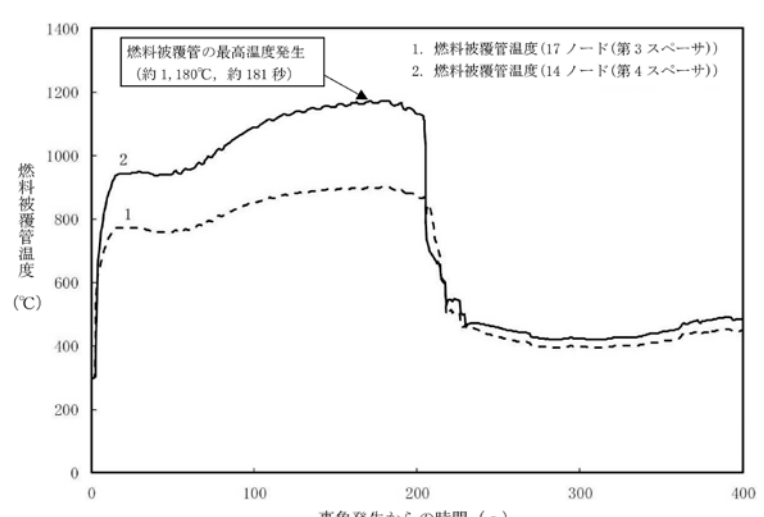
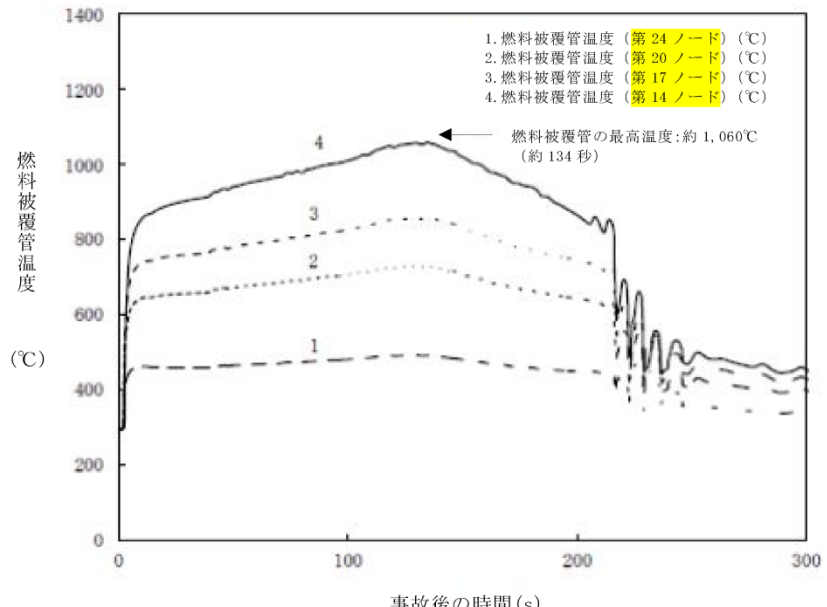
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.5-31図 初期炉心流量90%の場合のサブプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移（事象発生から40分後まで）</p> <p>第7.1.5-32図 燃料被覆管温度の推移（リウエット考慮せず、初期炉心流量100%）（事象発生から400秒後まで）</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 東海第二においては、左記のKK67の炉心流量を考慮した解析をベースケースとして実施している。

10-7-1-444

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.5-33 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%) (事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p>第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)</p>	

10-7-1-445

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.5-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエル圧力高 (LS, TH, L, H) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	【高圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系】	-	格納容器内圧力 (D, W) 原子炉水位 (S, C) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 【低圧炉心注水系系統流量】 【低圧炉心注水系系統流量】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気循環弁の閉止により、復水ポンプ・ウェルムの水位が低下し給水ポンプがトリップする。これにより給水流量の急激な低下となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位が維持されているため炉心の冠水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系】	-	原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 【低圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧代替注水系を起動後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの動作により、代替自動減圧ログブックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	格納容器内圧力 (D, W) 格納容器内圧力 (S, C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
はう敷水注入系による原子炉水位維持	はう敷水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのはう敷水の注入を開始する。	はう敷水注入系	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ、プール水冷却モード) 運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ、プール水冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器内圧力を維持する。	【残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ、プール水冷却モード)】	-	サブプレッジョン・チェンバ、プール水温度 【残留熱除去系系統流量】

【 】：重大事故等対応設備 (設計基準仕様)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (1/5)

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
原子炉停止機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、全制御棒が全挿入位置又は02ポジション (最大未臨界引抜位置) まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。 原子炉自動スクラム失敗の確認後、自動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチを「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作並びに代替制御棒挿入機能の手動操作を実施するが、これにも失敗したことで、原子炉停止機能喪失を判断する。 原子炉停止機能喪失及び平均出力領域計装指示値が3%以上であることを確認した後、原子炉圧力高信号によりA T W S 緩和设备 (代替再循環系ポンプ・トリップ機能) が作動し再循環系ポンプが全トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。 制御棒の挿入操作を実施する。 	A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプ・トリップ機能)	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A)

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.5-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa以上) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系 (低圧注水モード)】	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、蒸気鍋ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の急減となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の注水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	-	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA)
ほうろく水注入系による原子炉水位維持	ほうろく水注入系を中央制御室からの遠隔操作により自動起動し、炉心へのほうろく水の注入を開始する。	ほうろく水注入系	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
蒸気隔離弁の自動閉鎖 (サブプレッショナル・チェンバ・プールの水冷却モード) 運転	中央制御室からの遠隔操作により蒸気隔離弁系によるサブプレッショナル・チェンバ・プールの水冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器内圧を抑制する。	【蒸気隔離弁系 (サブプレッショナル・チェンバ・プールの水冷却モード)】	-	サブプレッショナル・チェンバ・プールの水温度 【蒸気隔離弁系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-313

東海第二発電所

備考

第2.5-1表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (2/5)

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
高圧炉心スプレイス系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> ・ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gauge]) 設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイス系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 ・また、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・逃がし安全弁 (逃がし弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後、復水器ホットウェル水位低下により、給復水系が全停となるが、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 	高圧炉心スプレイス系* 原子炉隔離時冷却系* 逃がし安全弁 (安全弁機能)* サプレッショナル・チェンバ*	-	ドライウエル圧力 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 高圧炉心スプレイス系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 平均出力領域計装* 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

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

第7.1.5-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状態にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材循環ポンプ・トリップ機能	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	過剰し安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエール圧力高 (13.7kPa以上) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系 (低圧注水モード)】	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気循環系の閉止により、蒸気炉ホットウエールの水位が低下し給排水ポンプがトリップする。これにより給排水量の急激な上昇により原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の注水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【低圧炉心注水系】 代替冷却材循環ポンプ・トリップ機能	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する。	高圧代替注水系 低圧炉心注水系	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 低圧炉心注水系統流量
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
ほう酸水注入系による原子炉冷却剤操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
熱源熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード) 運転	中央制御室からの遠隔操作により熱源熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器内熱を除去する。	【熱源熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード)】	-	サブプレッション・チェンバ・プールの水温度 【熱源熱除去系系統流量】

【 】：重大事故等対策設備 (設計基準拡張)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

前ページと同じ

東海第二発電所

備考

第2.5-1表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (3/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の起動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。 自動減圧系の起動阻止操作により、過渡時自動減圧機能についても起動が阻止される。 	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	ドライウエール圧力 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)
ほう酸水注入系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失及び再循環系ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が10%以上で、かつサブプレッション・プールの水温度が49℃に近接又は49℃以上であることを確認する。 ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し、未臨界になったことを確認する。 	ほう酸水注入系* ほう酸水貯蔵タンク*	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* サブプレッション・プールの水温度 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.5-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	過剰し安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエール圧力高 (13.7kPa以上) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系統及び低圧注水系統が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系統】 【低圧炉心注水系統】 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系統による原子炉水位維持	主蒸気発生機の閉止により、蒸気発生機の水位が低下し、格納容器水位がトリップする。これにより格納容器水位の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系統】 【低圧炉心注水系統】 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系統による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を維持する。	高圧代替注水系統 低圧炉心注水系統	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 低圧炉心注水系統流量
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系統及び低圧注水系統から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
ほう水注水系統による原子炉水位維持	ほう水注水系統を中央制御室からの遠隔操作により自動起動し、炉心へのほう水注水を開始する。	ほう水注水系統	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
残留熱除去系 (サブプレッショントラップ・プールの冷却系) によるサブプレッショントラップ・プールの冷却操作	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッショントラップ・プールの冷却を開始し、原子炉隔離時冷却系による自動減圧も未然に阻止される。	【残留熱除去系 (サブプレッショントラップ・プールの冷却系)】	-	サブプレッショントラップ・プールの冷却系流量 【残留熱除去系流量】

【 】：重大事故等対策設備 (設計基準拡張)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-313

東海第二発電所

備考

第2.5-1表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (4/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系 (サブプレッショントラップ・プールの冷却系) によるサブプレッショントラップ・プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッショントラップ・プール水温度が 32℃ 以上であることを確認する。 残留熱除去系 (サブプレッショントラップ・プールの冷却系) によるサブプレッショントラップ・プールの冷却操作を実施する。 残留熱除去系 (サブプレッショントラップ・プールの冷却系) によるサブプレッショントラップ・プールの冷却を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系 (サブプレッショントラップ・プールの冷却系) の除熱能力を上回っている期間はサブプレッショントラップ・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 サブプレッショントラップ・プール水温度が 106℃ に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。 	残留熱除去系 (サブプレッショントラップ・プールの冷却系) 残留熱除去系海水系* サブプレッショントラップ・プールの冷却系*	サブプレッショントラップ・プールの水温度 残留熱除去系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.5-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材循環ポンプ・トリップ機能	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	過剰し安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高 (3.7kPa以上) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系統及び低圧注水系統が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系統】 【低圧炉心注水系統 (低圧注水モード)】	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系統による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、蒸気鍋ホットウェルの水位が低下し給排水ポンプがトリップする。これにより給排水量の急減となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系統による原子炉注水が継続しているため炉心の注水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系統】 【低圧炉心注水系統 (低圧注水モード)】	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】
高圧代替注水系統による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を維持する。	高圧代替注水系統 低圧炉心注水系統	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 低圧炉心注水系統流量
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系統及び低圧注水系統から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA)
ほう酸水注入系による原子炉水位維持	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
低圧炉心注水系統 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード) 運転	中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心注水系統によるサブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器内圧を維持する。	【低圧炉心注水系統 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード)】	-	サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード流量 【低圧炉心注水系統流量】

【 】：重大事故等対策設備 (設計基準仕様)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-313

東海第二発電所

備考

第2.5-1表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (5/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下すること、原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点近傍に維持する。 ほう酸水の全量注入完了の確認後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位高 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持する。 	ほう酸水注入系 ほう酸水貯蔵タンク* 高圧炉心スプレイ系* サブプレッジョン・チェンバ*	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量*	

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	-
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカーフト下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52.2×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
主蒸気流量	7.64×10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	215℃	初期温度 215℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、200秒程度で57℃まで低下し、その後は57℃一定に設定
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) (単一炉心)	9×9燃料 (A型)と9×9燃料 (B型)の熱水力的な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
核データ (動的ボイド係数)	サイクル末期の値の1.25倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きくなり、保守的な評価となることから、サイクル末期として設定
核データ (動的ドブブラ係数)	サイクル末期の値の0.9倍	保守的な評価となることから、サイクル末期として設定
格納容器容積 (ドラウエル)	7,350m ³	ドラウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部: 5,900m ³ 液相部: 3,580m ³	ウエットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
サブレーション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
復水貯蔵槽水温	32℃	復水貯蔵槽水温の実績値を踏まえて保守的に設定

10-7-1-314

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	本重要事故シナケケンスの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gauge]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカーフト下端から+126 cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	約 41,060t/h (85%)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる
主蒸気流量	6,420t/h	このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
給水温度	約 216℃	定格主蒸気流量を設定 初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) 単一炉心	このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度約 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し、電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の1.25倍	9×9燃料 (A型)と9×9燃料 (B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型)を設定
核データ (動的ドブブラ係数)	平衡サイクル末期の値の0.9倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
格納容器圧力	5kPa [gauge]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器空間体積	9,800m ³	設計値を設定

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

第 7.1.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	主蒸気隔離弁の全弁誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
事故条件	安全機能等の喪失に対する仮定	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きくなり、保守的な評価となることを考慮して設定
外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料炭酸管温度、格納容器圧力及びサブレーション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
	原子炉スクラム信号	設計値の下限 (最も短い時間) として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	原子炉冷却材再循環系のインタンローロックとして設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉圧力高 (7.48MPa [gage] (遅れ時間 0.2 秒)) で 4 台、原子炉水位低 (レベル 2) で残りの 6 台がトリップ
	原子炉再循環流量制御系	自動運転モード 高速ランバック機能は使用できないものと仮定する
逃がし安全弁	逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個
	逃がし安全弁	自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧 作動時間：ドライウエール圧力高 13.7kPa [gage] 及び原子炉水位低 (レベル 1) 到達から 30 秒後

10-7-1-315

東海第二発電所

備考

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/6)

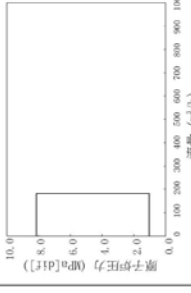
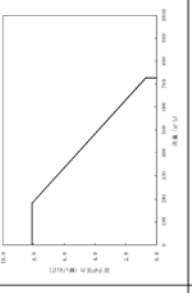
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・プール 水量 3,300m ³	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
事故条件	サブレーション・プール 水温度 32℃	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	起因事象	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することとで、原子炉出力が高く維持されることから、燃料炭酸管温度、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度の観点で厳しい外部電源ありを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁の閉止時間 3 秒	原子炉圧力の上昇が早く、原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプ トリップ機能)	設計値を設定
	ドライウエール圧力高設定点 13.7kPa [gage]	設計値を設定
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2 個, 354.6t/h (1 個当たり) 7.44MPa [gage] × 4 個, 357.8t/h (1 個当たり) 7.51MPa [gage] × 4 個, 361.1t/h (1 個当たり) 7.58MPa [gage] × 4 個, 364.3t/h (1 個当たり) 7.65MPa [gage] × 4 個, 367.6t/h (1 個当たり)	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイス系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、逃がし弁機能を設定

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

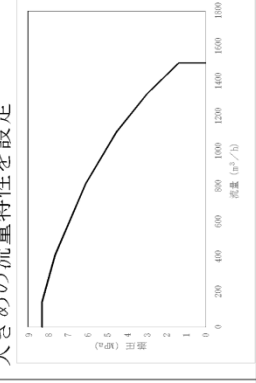
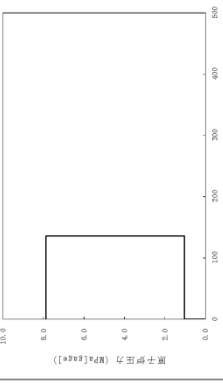
備考

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
電動駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ 	電動駆動給水ポンプの設計値として設定
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル2) 又はドライウエル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 30秒 注水流量 182m³/h (8.12~1.03MPa[diff]において) 	 <p>原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性</p>
高圧炉心注水系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1.5) 又はドライウエル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24秒 (設計値の37秒から非常用ディーゼル発電機の起動遅れ13秒を除いた値) 注水流量 182~727m³/h (8.12~0.69MPa[diff]において) 	 <p>高圧炉心注水系の設計値として設定</p>
ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190L/min ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブレーション・チェンバ・プールの水処理モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器1基あたり約8MW (サブレーション・チェンバ・プールの水温 52℃、海水水温 30℃において) 	残留熱除去系の設計値として設定

10-7-1-316

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧炉心スプレイ系	<p>ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号にて自動起動 (遅れ時間：0秒)</p> <p>原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点近傍に維持</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量：145m³/h~1,506m³/h 注水圧力：0MPa[diff]~8.30MPa[diff] 	<p>高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く、注水流量が大きい方が、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、自動起動遅れ時間を0秒とし、注水流量はポンプ性能評価に基づき大きめの流量特性を設定</p> 
原子炉隔離時冷却系	<p>原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (遅れ時間：0秒)</p> <p>原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点近傍に維持</p> <p>サブレーション・プールの水温が106℃に到達した時点で停止</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量：136.7m³/h 注水圧力：1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage] 	<p>注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから、設計値を設定</p> <p>自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、0秒を設定</p> 

重大事故等対策に関連する機器条件

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	原子炉急減減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プールの高温の警報設定値 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

10-7-1-317

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	1.22	設計限界値として設定
条件	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT判定 (時刻)	GEXL 相関式	-
BT後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougal1-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	学会標準における相関式2	-

東海第二発電所

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸水注入系	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定 炉心部へのほう酸水注入開始は、ほう酸水注入系の起動後、注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設計値を設定 高圧炉心スプレイ系等を用いてサブプレッション・プールを水原として原子炉注水を実施する場合に、炉心入口サブクオリングが大きくなるため、原子炉出力の観点で厳しい条件として設定
	残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系)	伝熱容量：約53MW (サブプレッション・プールの水温度100℃、海水温度27.2℃において)

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	原子炉急減減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プールの高温の警報設定値 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	1.22	設計限界値として設定
最大線出力密度 (MLHGR)	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT判定 (時刻)	GEXL 相関式	-
BT後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougal11-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	学会標準における相関式2	-

10-7-1-317

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系等の 起動阻止 操作	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の 起動阻止 に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	運転手順に基づき、自動減圧系等の 起動阻止 操作後に実施するため、自動減圧系等の 起動阻止 操作が完了する事象発生から4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) によるサブプレッション・プールの 冷却 操作	運転手順に基づき、状況の 確認 及び操作に要する時間を考慮して設定

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない	原子炉急減減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した後から10分後に起動	サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	1.22	設計限界値として設定
最大線出力密度 (MLHGR)	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT 判定 (時刻)	GEXL 相関式	-
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougal11-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	学会標準における相関式2	-

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	条件設定の考え方
初期条件	1.24	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料 (A型) のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定	GEXL 相関式	沸騰遷移の判定は、GEXL 相関式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に關する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達相関式	修正 Dougal11-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における相関式2	-

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>7.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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「小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」、②「小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」、③「中破断LOCA+HPCF 注水失敗+低圧ECCS 注水失敗」及び④「中破断LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からもLOCAを起因とする事故シーケンスとして、⑤「小破断LOCA+崩壊熱除去失敗」及び⑥「中破断LOCA+RHR 失敗」が抽出された。</p> <p>なお、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷を防止することができないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、小破断LOCA又は中破断LOCAが発生し、同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、小破断LOCA又は中破断LOCA発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。ここで、小破断LOCA又は中破断LOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止することも考えられるが、重大事故等対処設備である高圧代替注水系は蒸気駆動の設備であり、小破断LOCA又は中破断LOCAが発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧代替注水系には期待せず、低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することに</p>	<p>2.6 LOCA時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「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「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び②「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>なお、大破断LOCAのように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することができないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断LOCAが発生した後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所からの原子炉冷却材の流出により、原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下が継続し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、中小破断LOCAが発生し、同時に高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価としては、中小破断LOCA発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。中小破断LOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合、重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が、より早期に原子炉注水を開始することが可能となり、原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した場合でも、中長期的にはサブプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため、事象進展は同じとなる。このため、本事故シーケンスグループに対しては、代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。</p> <p>以上により、本事故シーケンスグループでは、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るととも</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・PRAの違いにより事故シーケンス名称に違いがあるが、実態として相違点はない。 ・東海第二では、炉心冷却に成功するシーケンスは「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループに分類している。但し、LOCA時注水機能喪失においても崩壊熱除去機能喪失を想定していることから、実態として違いはない。 ・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない。 ・東海第二で想定する破断面積においては、事象初期の一定期間は蒸気駆動の高圧代替注水系の運転継続が可能と考えられ、これに期待した場合は余裕が大きくなることから、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待した場合の事象進展については、中長期的には減圧して低圧の原子炉注水に移行するため本事故

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>よって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.6-1 図から第7.1.6-3 図に、手順の概要を第7.1.6-4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.6-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計24名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名である。</p> <p>また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第7.1.6-5 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、24名で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p>	<p>に、格納容器内の冷却を行い、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び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）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで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）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段並びに格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.6-1 図に、対応手順の概要を第2.6-2 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手順と設備との関係を第2.6-1 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必要な要員は、災害対策要員（初動）19名及び参集要員5名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員5名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員8名である。</p> <p>参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作（現場での第二弁操作）を行うための重大事故等対応要員3名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.6-3 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、災害対策要員（初動）19名及び参集要員5名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム及びLOCA発生の確認</p> <p>給水流量の全喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達したことによりLOCAが発生したことを確認する。</p> <p>原子炉スクラム及びLOCA発生の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失の確認</p>	<p>シーケンスと同じとなることを説明している。但し、本事故シーケンスについて低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認しているという点で実態として違いはない。</p> <p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・格納容器圧力逃がし装置の設計の違いにより、東海第二では「フィルタ装置薬液補給作業」は不要。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を追加起動し、2台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p>	<p>原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量等である。</p> <p>c. 高圧代替注水系の起動操作（解析上考慮しない）</p> <p>高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系の系統構成及び起動操作を実施し、原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお、高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。</p> <p>高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量等である。</p> <p>d. 低圧注水機能喪失の確認</p> <p>高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。</p> <p>低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統のポンプ吐出圧力である。</p> <p>e. 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</p> <p>低圧注水機能喪失及びLOCA発生の確認後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</p> <p>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）の起動操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。</p> <p>外部電源が喪失している場合、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p>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）の起動操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。</p>	<p>・東海第二では、高圧注水機能の自動起動失敗を確認した場合には、運転手順に従い、一連の操作として以下を実施し、これら全てに失敗した場合に低圧代替注水系の起動操作を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能の手動起動 ・高圧代替注水系の手動起動 ・低圧注水機能の手動起動 <p>・東海第二では、運転手順に従い、LOCA発生時にはCUW吸込弁の閉止操作を実施する。</p> <p>・設備設計の違いにより、東海第二ではバイパス流防止系統構成は不要。</p> <p>・運転手順に従い、燃料有効長頂部に到達した場合は、炉心損傷がないこ</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）である。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</p>	<p>g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>h. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作（解析上考慮しない）</p> <p>海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は解析上考慮しない。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>i. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が ドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレ</p>	<p>とを確認する旨を記載</p> <p>・東海第二の常設低圧代替注水系ポンプは、原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施可能な設計としていることから、切替操作は不要。</p> <p>・東海第二では、中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合の操作時間余裕も考慮して、通常水位+5.5m 到達にて格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を中央制御室から開操作する運用としている。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」である。</p>	<p>ッション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により、第一弁の開操作を実施する。さらに、サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>j. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また、格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する。なお、原子炉満水操作は、解析上考慮しない。</p> <p>格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により第二弁を全開としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）、格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）等である。</p> <p>また、サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認する。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位等である。</p> <p>以降、炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し、格納容器減圧及び除熱は格納容器圧力逃がし装置等により継続的に実施する。</p> <p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、LOCAを起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。なお、評価上、自動減圧系の機能喪失を想定する。</p>	<p>・東海第二の格納容器圧力逃がし装置の第二弁は全開運用にて設計している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>なお、中破断 LOCA は、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模の LOCA と定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 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 7.1.6-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管（配管断面積約 26cm²）とし、破断面積を 1cm² とする。</p>	<p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び ECCS 注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFER コードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を SAFER コードよりも低めに評価する CHASTE コードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.6-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 破断位置は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径であり、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））においても大破断 LOCA の破断位置として想定する再循環系配管（出口ノズル）（最大破断面積約 2,900 cm²）とする。</p> <p>破断面積は、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm² 及び約 9.5 cm² とする。なお、約 9.5 cm² の破断面積は、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）の操作時間余裕を考慮しない場合に、燃料</p>	<p>・低圧代替注水系（常設）の設備仕様（注水流量）の違いに主に起因して、東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから CHASTE コードによる詳細評価は実施しない。</p> <p>・プラント型式の違い（PLRの有無）及び代替注水容量の違いにより破断位置及び面積の設定は異なるが、設定の考え方は同等</p> <p>・東海第二では、運転員等の操作時間余裕を考慮しない場合に破裂発生防止が可能な最大面積も設定</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系、低压注水機能として残留熱除去系 (低压注水モード) の機能が喪失するものとする。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (8 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p> <p>(c) 低压代替注水系 (常設) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大 300m³/h にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低压代替注水系 (常設) による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p>	<p>被覆管の破裂発生防止が可能な範囲で最大となる破断面積を確認するために設定する。 (添付資料 2.6.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高压注水機能として高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低压注水機能として低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低压注水系) の機能喪失を想定する。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を想定する。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は喪失するものとする。 外部電源が喪失する場合、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心冷却の観点で厳しくなる。 また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル 3) 信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) ATWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) ATWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) は、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (安全弁機能) にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、手動による原子炉減圧には、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6% を処理するものとする。</p> <p>(e) 低压代替注水系 (常設) 常設低压代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合、機器設計上の最小要求値である最小流量特性 (注水流量：0m³/h~378m³/h、注水圧力：0MPa[dif]※~2.38MPa[dif]) とし、原子炉</p>	<p>・東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高压注水機能が喪失し低压注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(e) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開※¹）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始するものとし、操作時間は約 4 分間とする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から約 18 分後に開始する。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p>	<p>注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合、230m³/h（一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。</p> <p>※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順における調整範囲（102m³/h～130m³/h）の上限である 130m³/h（一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置の第二弁を全開とし、格納容器圧力が 310kPa[gage]において 13.4kg/s の排気流量にて格納容器減圧及び除熱操作を実施するものとする。</p> <p>耐圧強化ベント系を使用する場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合と比較して実際の排気流量が大きくなり、格納容器圧力の低下傾向が大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包含される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作は、格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>【以下、敷地境界外での実効線量評価の条件は長期TBの記載を転記】</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件 本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 1.3×10^{12} Bq となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※2}である 3.7×10^{13} Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 9.9×10^{14} Bq、よう素については I-131 等価量で約 6.5×10^{13} Bq となる。</p> <p>※2 過去に実測された I-131 追加放出量から、全希ガス漏えい率 (f 値) 1mCi/s (3.7×10^7 Bq/s) あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が 3.7×10^9 Bq/s (100mCi/s) の場合、全希ガス漏えい率あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 1.4×10^{12} Bq (37Ci) であり、6号及び7号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ 3.7×10^{13} Bq (1000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10} Bq)</p> <p>出典元 ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032) ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</p> <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</p>	<p>(3) 有効性評価（非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価）の条件 本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故に対する評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価に当たっては、「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）」に示されている評価手法を参照した。本重要事故シーケンスに対する主要な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 4.7×10^{12} Bq となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値[※]である 2.22×10^{14} Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 6.0×10^{15} Bq、よう素については I-131 等価量で約 3.9×10^{14} Bq となる。</p> <p>※ 過去に実測された I-131 の追加放出量から、熱出力 1,000MW 当たりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW (定格の約 105%) の場合、熱出力 1,000MW 当たりの I-131 の追加放出量の平均値に当たる値は 2.78×10^{13} Bq (750Ci) であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14} Bq (6,000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10} Bq)</p> <p>出典元 ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</p> <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</p>	<p>・東海第二では、事故時の線量評価について安全評価指針に従い周辺公衆への放射線の影響を確認する観点から、非居住区域境界に線量評価点を設定し評価していることを踏まえ、有効性評価においても非居住区域境界の評価を実施するとともに、有効性評価ガイドに従い敷地境界の実効線量も評価している。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> $HI = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s) 呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率 (活動時) 0.31m³/hを秒当たりに換算して用いる。 H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq) χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131 等価量—小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p>	<p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素の全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが、ドライウェルからの格納容器ベントを踏まえ、スクラビングの効果を考慮しないものとする。また、無機よう素の格納容器内への沈着効果及び格納容器スプレイ水による除去効果は考慮しないものとする。核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする*。 ※ 核分裂生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合、建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが、これによる非居住区域境界及び敷地境界での実効線量への影響は、格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大气に放出される条件の「LOCA時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し、格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント時間が早くなることで核分裂生成物の減衰時間が短くなる漏えいなしを設定した。</p> <p>h. 非居住区域境界及び敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は(1)式で、希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/h) H_∞ : よう素を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq) χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131 等価量—小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q : 相対線量 (Gy/Bq) Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>Q_y：事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 1.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を 1.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 6.2×10⁻⁶ (s/m³)、相対線量 (D/Q) は 1.2×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とする。</p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000、排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 とする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内及びシュラウド内外) ※²、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.6-6 図から第 7.1.6-11 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.6-12 図から第 7.1.6-18 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.6-19 図から第 7.1.6-22 図に示す。</p> <p>※² 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計 (広帯域) の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計 (広帯域・狭帯域) の水位は、シュラウド外の水位であるこ</p>	<p>i. 非居住区域境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間 ※の値として、相対濃度 (χ/Q) を 2.9×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を 4.0×10⁻¹⁹Gy/Bq とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 2.0×10⁻⁶s/m³、相対線量 (D/Q) は 8.1×10⁻²⁰Gy/Bq とする。また、敷地境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間 ※の値として、相対濃度 (χ/Q) を 8.2×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を 9.9×10⁻¹⁹Gy/Bq とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 2.0×10⁻⁶s/m³、相対線量 (D/Q) は 8.0×10⁻²⁰Gy/Bq とする。</p> <p>※ 本評価では、実効放出継続時間は気象データの最小集計単位である 1 時間を使用している。なお、実効放出継続時間は放射性物質の放出率の時間変化を考慮して定めるものであり、短時間であるほど保守的な相対濃度、相対線量となる。</p> <p>j. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50、無機よう素の除染係数を 100 とする。 (添付資料 2.6.2, 2.6.3, 2.6.4)</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおいて、約 3.7cm²の破断を想定する場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内外水位) ※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6-4 図から第 2.6-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6-9 図から第 2.6-15 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.6-16 図から第 2.6-19 図に示す。また、約 9.5cm²の破断を想定する場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内外水位) ※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6-20 図から第 2.6-24 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6-25 図か</p>	<p>・東海第二では、「LOCA 時注水機能喪失」で周辺公衆への被ばく影響を確認しており、サプレッション・プールを介さずにドライウェルベントで放出される経路を考慮し、サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染に期待していない。</p> <p>・格納容器圧力逃がし装置の設計の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>とから、シュラウド内外の水位をあわせて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。</p> <p>事象発生から約18分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約17時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p>	<p>ら第2.6-31図に示す。</p> <p>※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>中小破断LOCA及び給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが、機器故障等により失敗し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。このため、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）の起動操作を実施し、事象発生25分後に、手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7個による原子炉減圧を実施することで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。</p> <p>また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に</p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.6-12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 821℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第7.1.6-6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第7.1.6-7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない</p>	<p>上昇し、事象発生約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達した時点でサプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生約 28 時間後に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお、格納容器減圧及び除熱実施時のサプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は、約 3.7cm²の破断の場合には、第2.6-9 図に示すとおり、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）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、事象発生約 37 分後に最高値の約 616℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また、約 9.5cm²の破断の場合には、第2.6-25 図に示すとおり、事象発生約 31 分後に約 842℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の酸化量は、約 3.7cm²の破断の場合及び約 9.5cm²の破断の場合ともに、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第2.6-4 図及び第2.6-20 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は、第2.6-16 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱により低下傾向となる。事象発生約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.6-17 図に示すとおり、事象発生約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。また、格納容器圧力及び雰囲気温度は格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱により低下傾向となることから、約 9.5cm²の破断を想定する場合でも、最高値は同等となる。</p> <p>第2.6-5 図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。なお、LOCA 時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では考慮していないが、原子炉格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去に期待できるため、サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数（10）に対して遜色ない効果が得られるものとする。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.6.3 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</p>	<p>（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.6-16 図及び第 2.6-17 図に示すように、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱を継続することで、高温停止での安定状態が確立する。</p> <p>約 3.7cm²の破断を想定する場合、格納容器圧力逃がし装置等によるベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約 1.6×10⁻¹mSv であり、耐圧強化ベント系によるベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10⁻¹mSv であることから、5mSv を下回る。また、格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.1×10⁻¹mSv であり、耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10⁻¹mSv であることから、5mSv を下回る。したがって、いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。また、評価条件として LOCA 発生の有無のみが異なる「高圧・低圧注水機能喪失」及び「LOCA 時注水機能喪失（破断面積 3.7 cm²）」における格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作の操作時間（格納容器圧力 310kPa[gage]到達時）は、おおむね同等（約 28 時間後）であることから、破断面積の違いが格納容器減圧及び除熱操作の操作時間に与える影響は非常に小さい。このため、約 9.5cm²の破断を想定する場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、また、格納容器内での核分裂生成物の減衰時間は同等となることから、実効線量の評価結果に有意な違いはない。</p> <p>（添付資料 2.6.2, 2.6.5）</p> <p>安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.6.3 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は、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>本重要事故シーケンスでは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断 LOCA が発生した後、高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため、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）の起動後に手動操作により原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること、崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること並びに格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「7.1.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</p>	<p>与えると考えられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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実施する重要現象は、「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>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.6-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、</p>	<p>設)による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.6.6)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.6.6)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.6-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから、その中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm² を設定している。なお、第 7.1.6-23 図から第 7.1.6-25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が 5.6cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、原子炉急速減圧の開始時間は約 16 分後となる。本解析（破断面積が 1cm²）における原子炉急速減圧の開始時間は約 18 分後であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低压代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい再循環系配管に対して、低压代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm²及び約 9.5 cm²の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5 cm²より小さい場合は、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。破断面積が約 9.5cm²を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低压代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はな</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	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</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口徑配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm² を設定している。なお、第 7.1.6-23 図から第 7.1.6-25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が 5.6cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 886℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対す</p>	<p>い。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.6.1, 2.6.6）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は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ない。また、33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなり、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい再循環系配管に対して、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm²及び約 9.5 cm²の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5 cm²より小さい場合は、原子炉水位の低下は遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。破断面積が約 9.5cm²を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>る余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から約18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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もない</p>	<p>水が維持され、事象進展が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>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.6.1, 2.6.6）</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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する。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、解析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、認知時間及び操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はないことから、影響はない。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力279kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>ことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 17 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力 310kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.6.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、操作開始時間の5分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、格納容器ベント時の敷地境界線量は1.4mSvであり、5mSvを下回る。操作開始時間10分程度の時間遅れでは、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、格納容器ベント時の敷地境界線量は5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力0.62MPa [gage]に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約20時間以上の</p>	<p>響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は0.31MPa [gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも0.62MPa [gage]を十分に下回ることから、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。</p> <p>(添付資料 2.6.6)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）は、第2.6-32図から第2.6-34図に示すとおり、約3.7cm²の破断の場合には、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約706℃であり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することを感度解析により確認しているため、10分程度の操作時間余裕は確保されている。また、25分の減圧操作遅れを想定した場合には、燃料被覆管の最高温度は約1,000℃となり、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、この時の格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約1.1mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約4.4mSvとなる。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約2.8mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約4.4mSvとなる。したがって、いずれも5mSvを下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後の対応手順に移行するため、重大事故での対策の範囲となる。なお、約9.5cm²の破断の場合には、評価上考慮しない高圧代替注水系による原子炉注水に期待することで、原子炉水位の低下が緩和され、操作時間余裕を確保することができる。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生約16時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作は、事象発生約28時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて第二弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.243MPa [gage]から0.310MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることから外挿すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の時間</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.6.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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事象発生10時間までに必要な要員は、「7.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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72名で対処可能である。 また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約5,400m³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10,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>b. 燃料</p>	<p>余裕があり、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。 （添付資料2.1.7, 2.6.6, 2.6.7）</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.6.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」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39名で対処可能である。 また、必要な参集要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり5名であり、参集要員72名に含まれることから対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水源 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約5,320m³の水が必要となる。 水源として、代替淡水貯蔵槽に4,300m³及び西側淡水貯水設備に4,300m³、合計8,600m³の水を保有しており、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯蔵槽への補給操作を行うことで、代替淡水貯蔵槽を枯渇させることなく、7日間の注水継続が可能である。 （添付資料2.6.8）</p> <p>b. 燃料</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

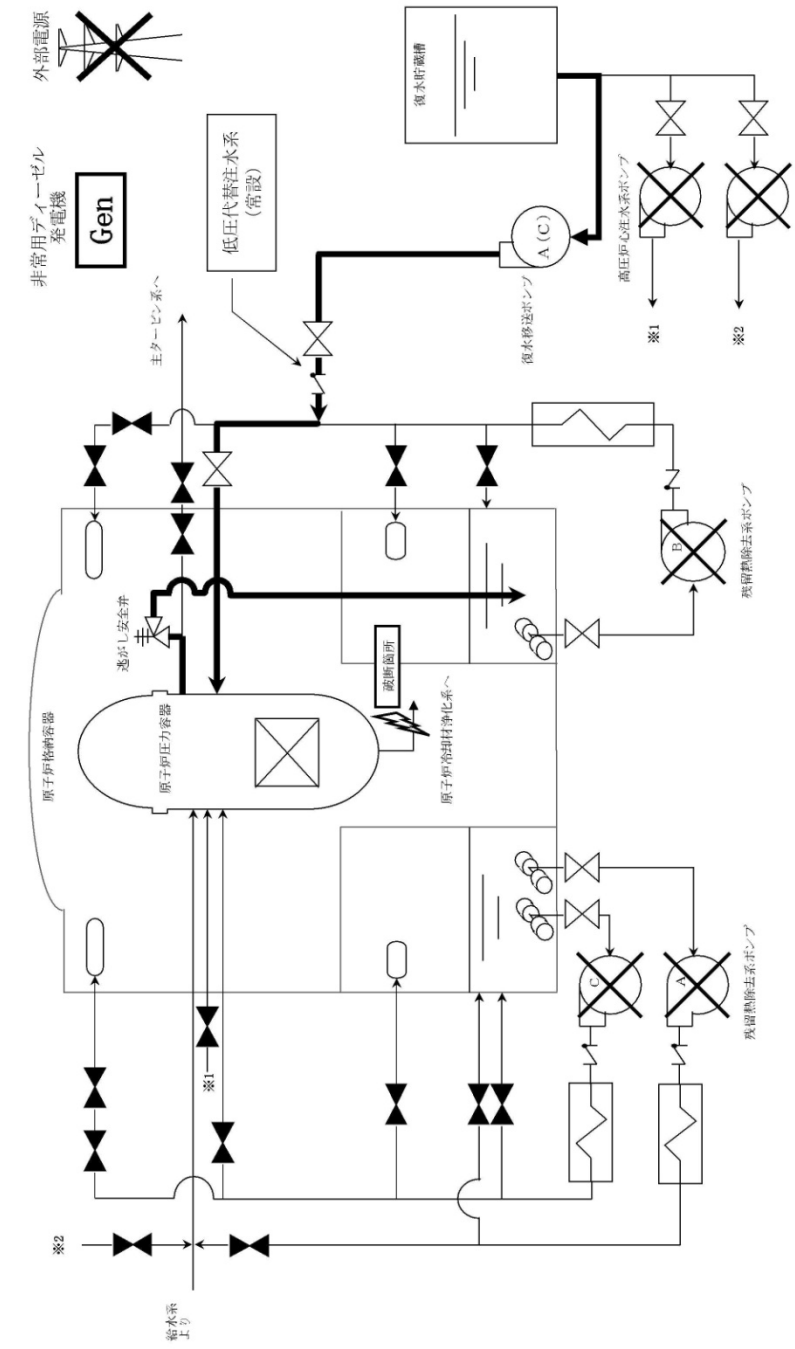
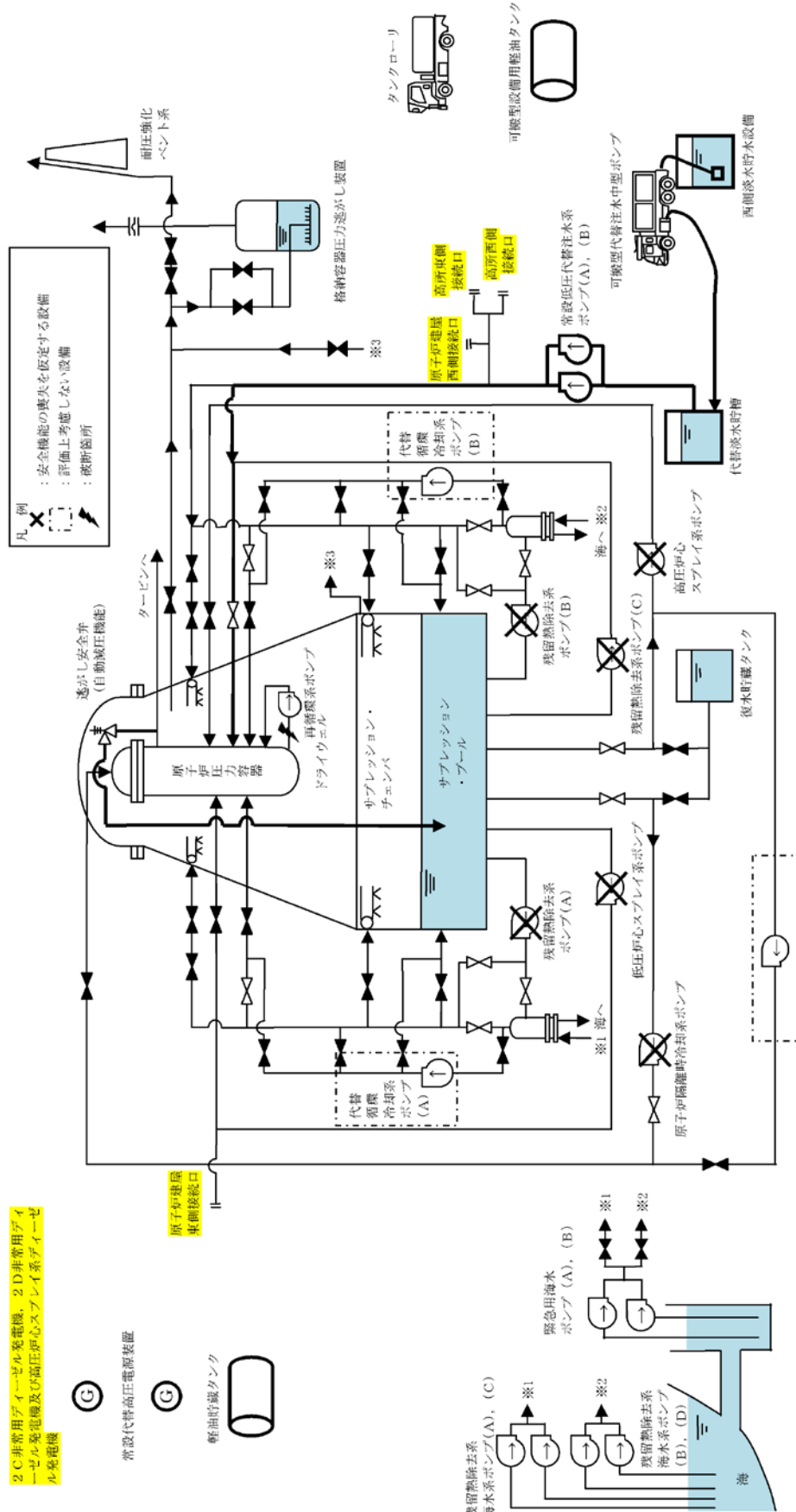
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,549kL）。</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、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水、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、各号炉の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>7.1.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対</p>	<p>外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から7日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）については約141.2kL、合計で755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機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7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による7日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給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、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、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約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.6.9）</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kWであるが、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2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.6.10）</p> <p>2.6.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管において中小破断LOCAが発生した後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ自動減圧系が機能喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策と</p>	<p>・柏崎刈羽は、以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料評価について、燃料は設備間で共用しており、緊急時の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・電源評価について、電源供給能力は直接影響はないが、燃料評価を記載しているため合わせて記載 <p>東海第二のモニタリングポストは、非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり、個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁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格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」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、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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）及び逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>して逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び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）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで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）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧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「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響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、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

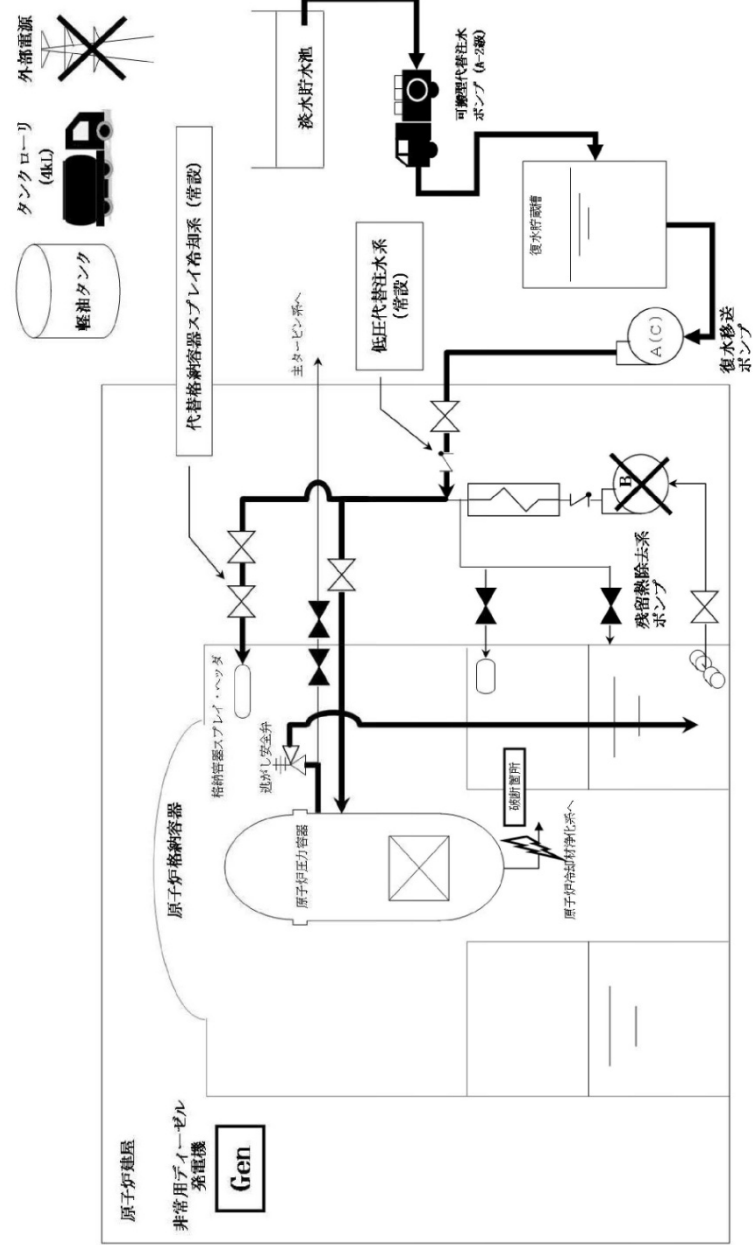
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-1図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)</p>	 <p>第2.6-1図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)</p>	<p>備考</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

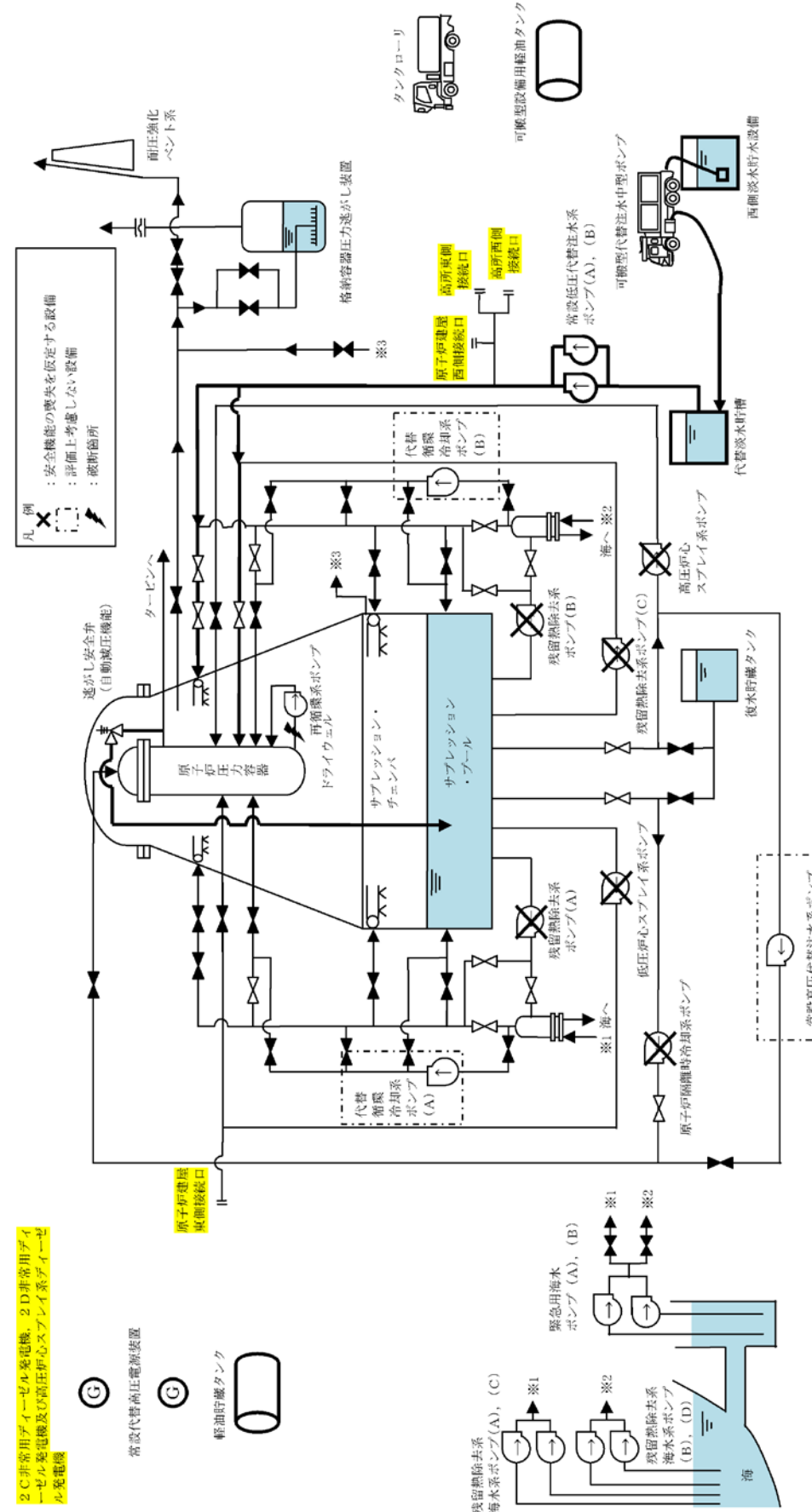
東海第二発電所

備考



※低圧代替注水系(常設)と代替格納容器スプレイ冷却系(常設)は、同じ復水移送ポンプを用いて
 弁の切り替えにより実施する。

第 7.1.6-2 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



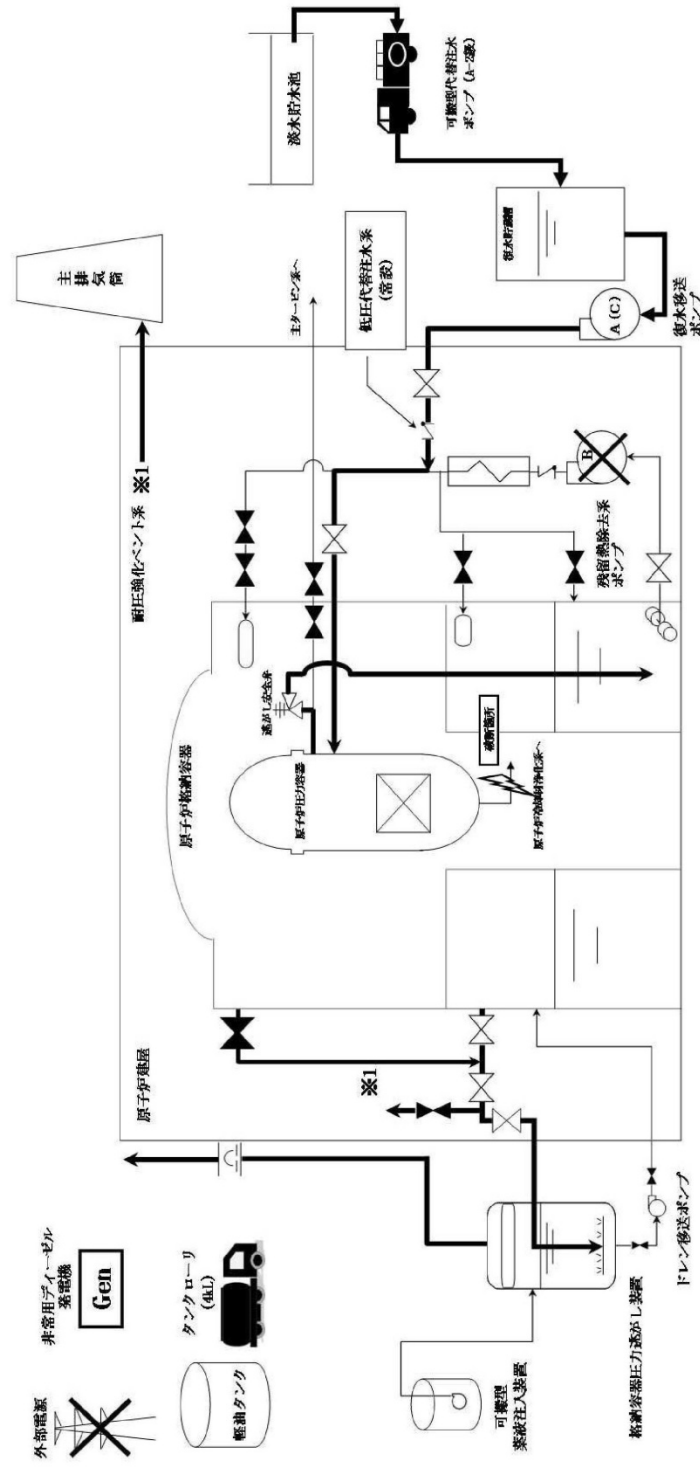
第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び
 代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却段階)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

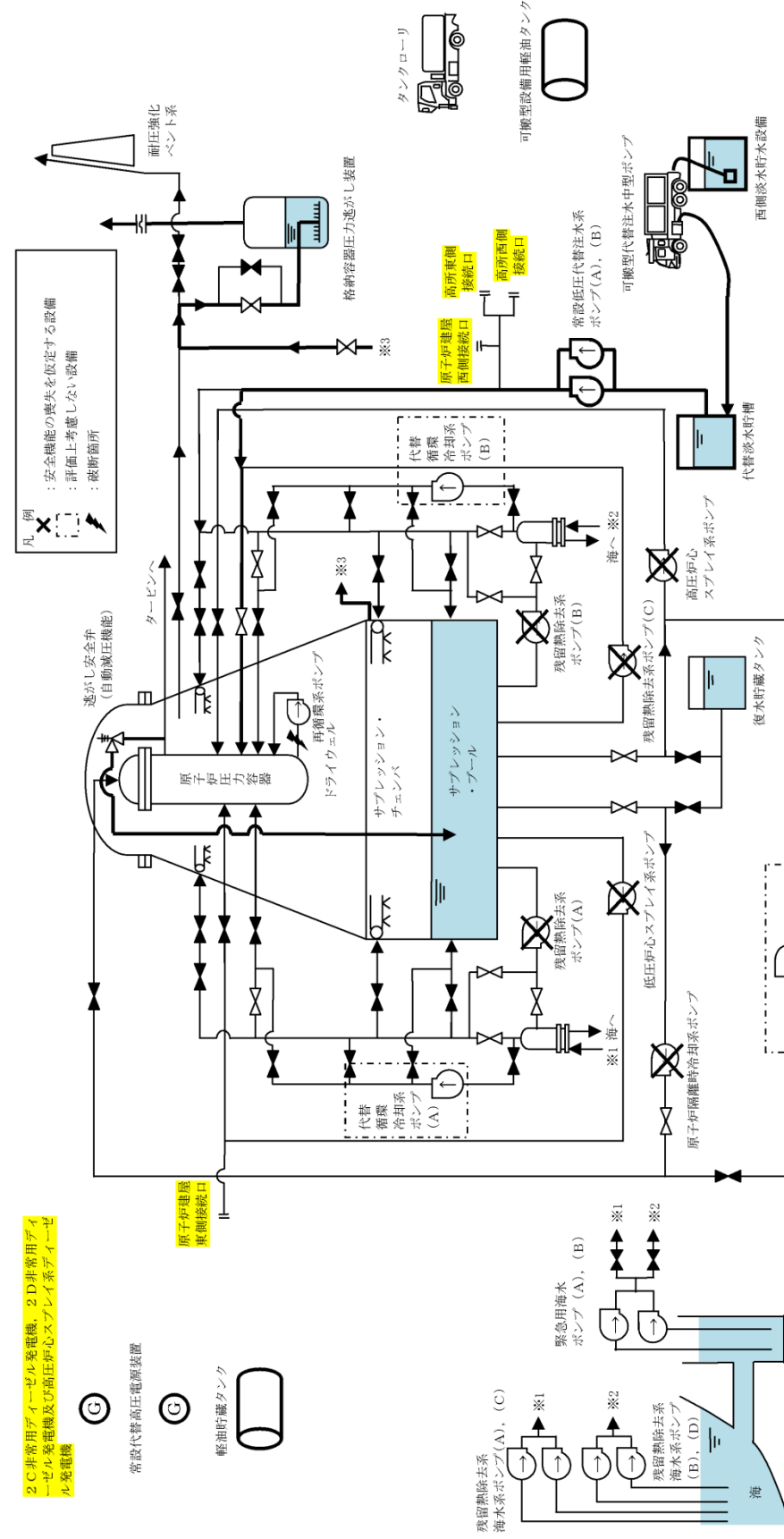
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



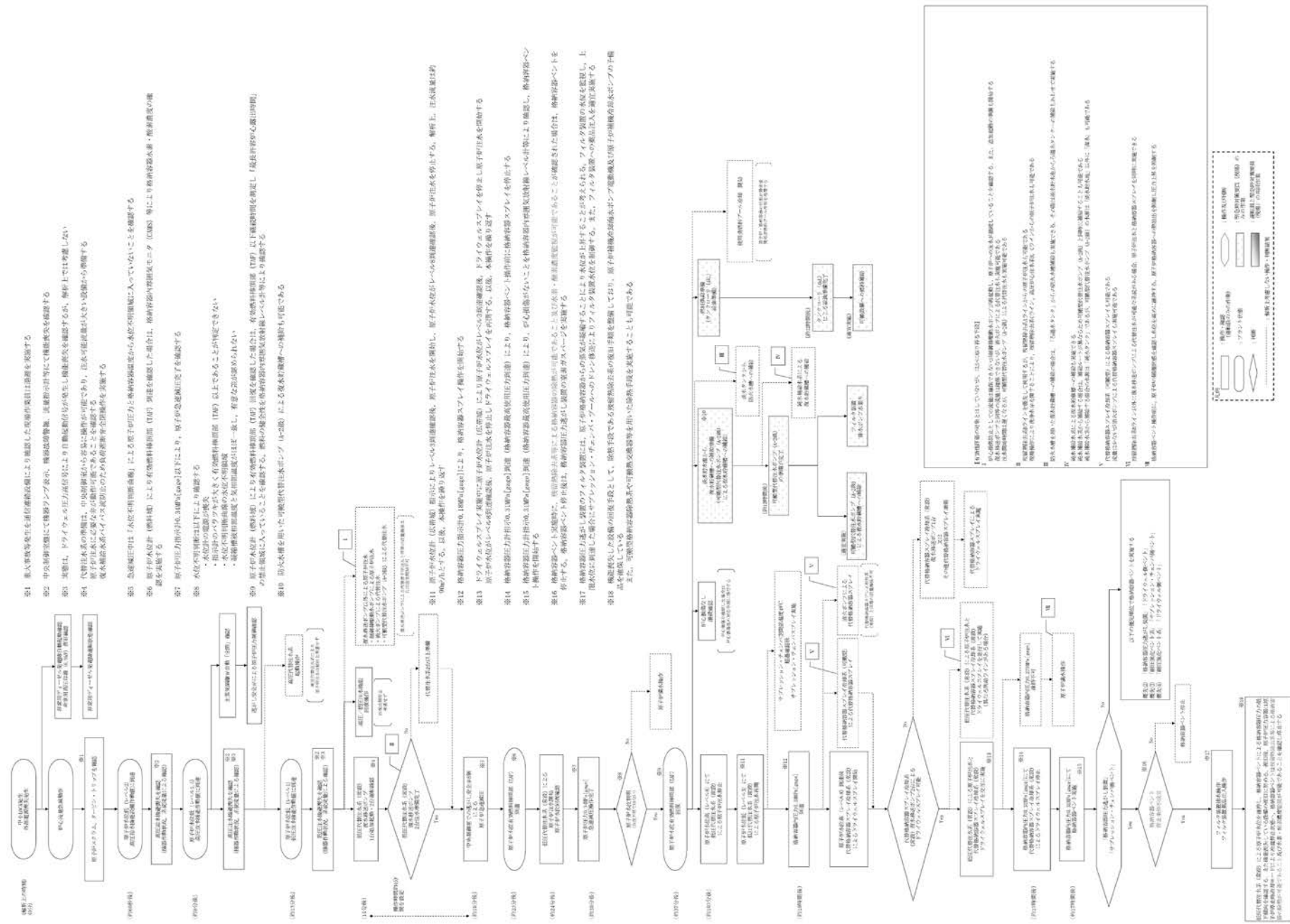
第 7.1.6-3 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (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) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱段階)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

備考



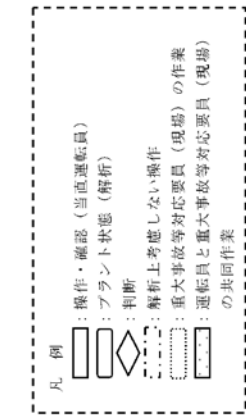
10-7-1-448

第 7.1.6-4 図 「LOCA 時注水機能喪失」の対応手順の概要

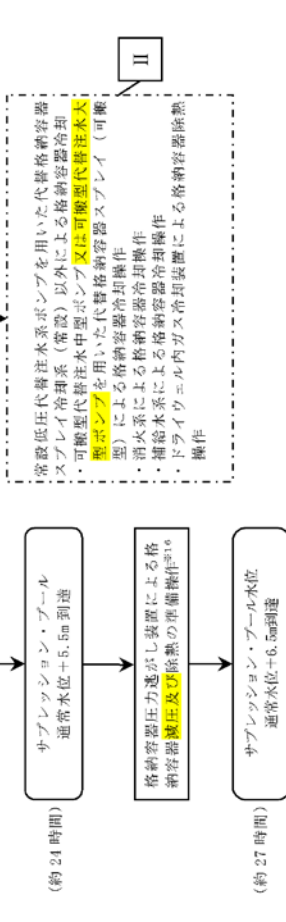
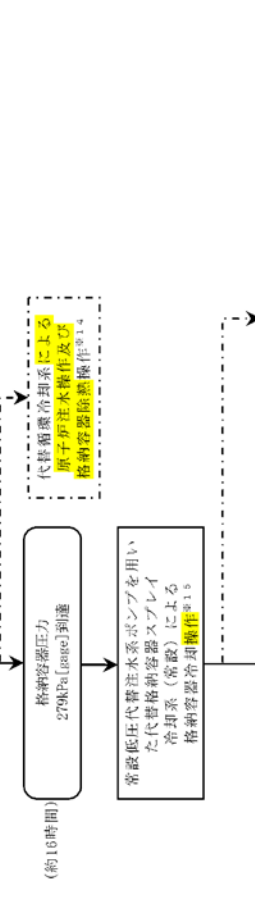
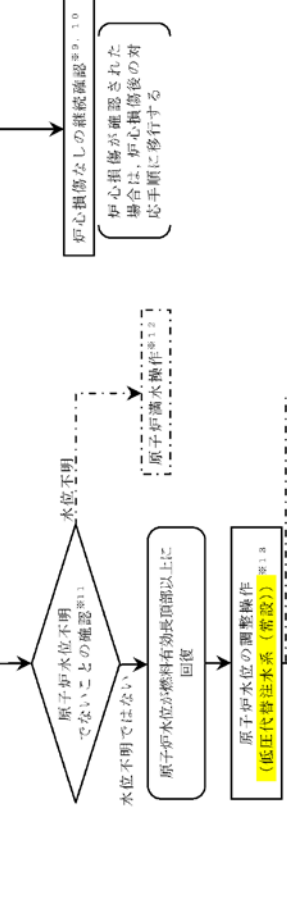
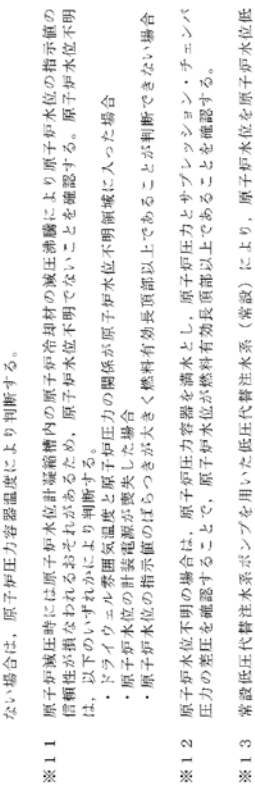
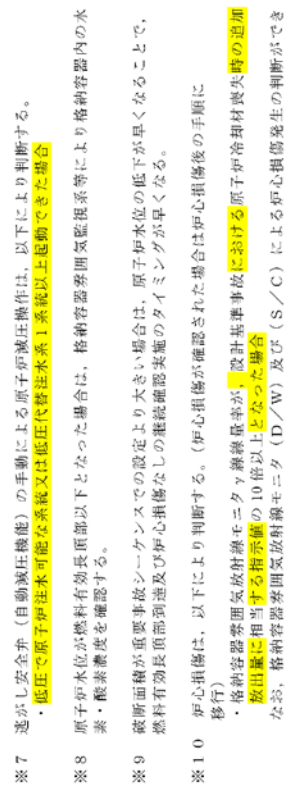
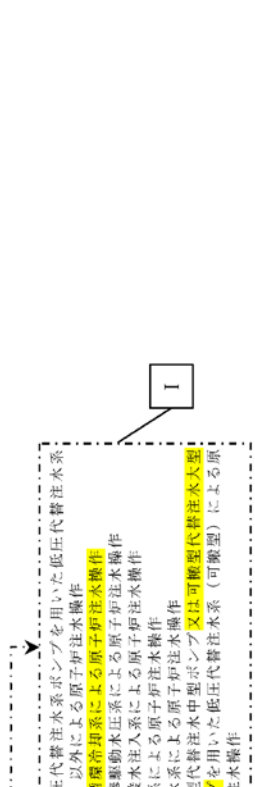
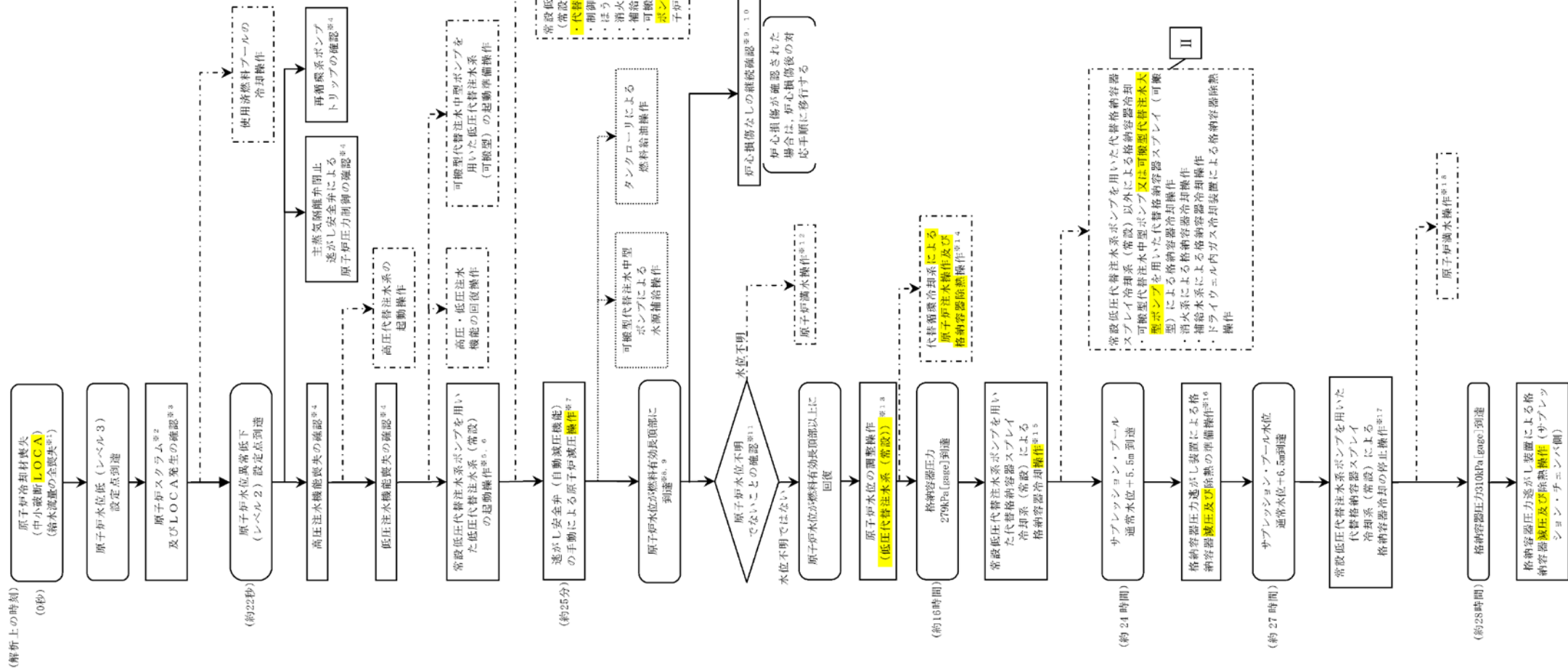
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所

備考



- ※1：外部電源の喪失に伴う給水流量の全喪失を想定する。
- ※2：原子炉スタックは、中央制御室にて平均出力領域計表等により確認する。
- ※3：LOCA発生は、以下により判断する。
・格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達
- ※4：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位(広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※5：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)の起動操作は、以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失
- ※6：外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。



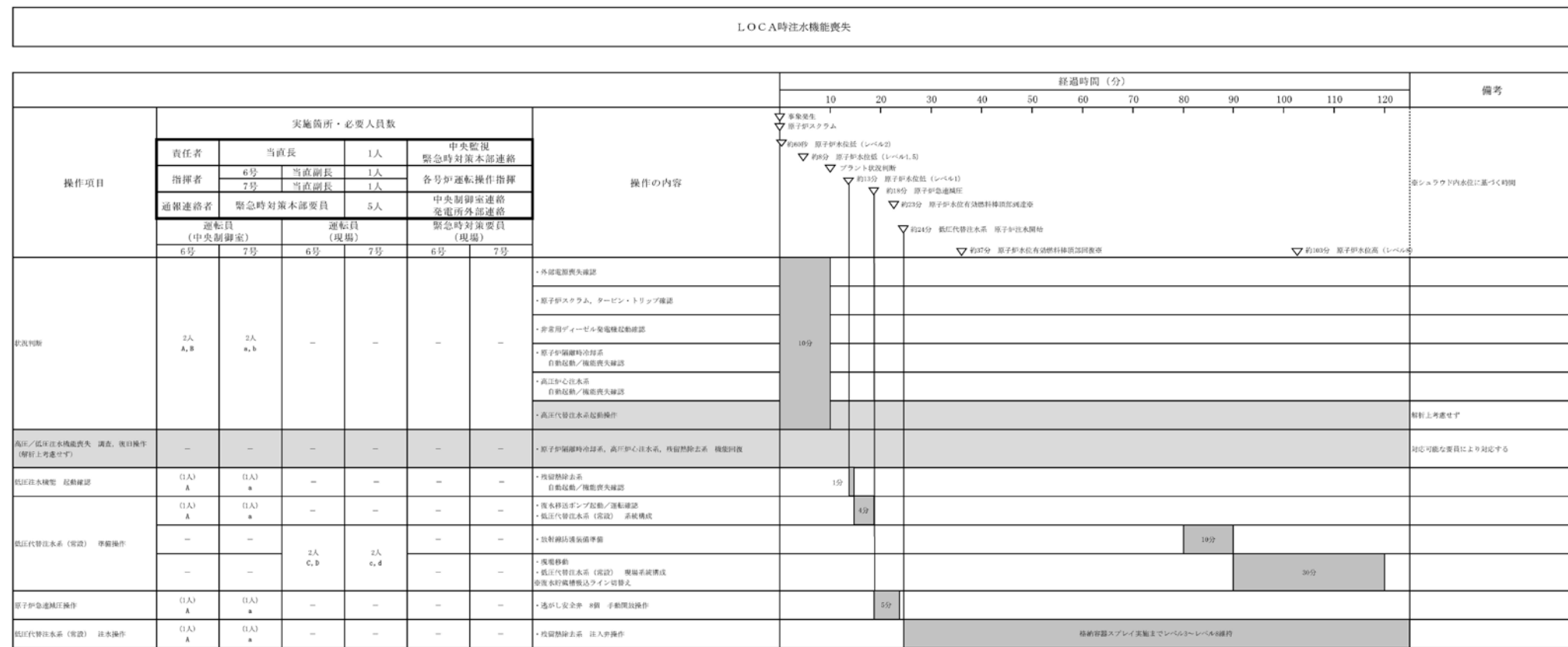
【有効性評価の対象としていないが】能に取得する手段】
 I 技術基準上の全ての緊急事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる格納容器圧力系、制御室駆動水圧系、ほうろく水圧系、消火系、補給水系、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)及び可搬型代替注水大形ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水も実施可能である。
 II 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイン冷却系(常設)による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイン冷却系(可搬型)による格納容器冷却も実施可能である。
 III 技術基準上の全ての緊急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可搬型代替注水大形ポンプを用いた代替格納容器スプレイン冷却系(可搬型)、消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウエル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水大形ポンプ(常設)による原子炉注水を維持することで、原子炉水位を維持し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器の減圧及び除熱操作を継続する。また、機能喪失している設備の復旧を試み、代替格納容器又は残留熱除去系(格納容器スプレイン冷却系及びサブプレッシャ・プール冷却系)による除熱が可能であること及び水蒸気温度面制御が可能なことを確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を停止し、格納容器を隔離状態とする。残留熱除去系の復旧後は、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)により冷温停止状態とする。 9.1.9

第 2.6-2 図 LOCA時注水機能喪失 (中小破断LOCA) の対応手順の概要

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

備考



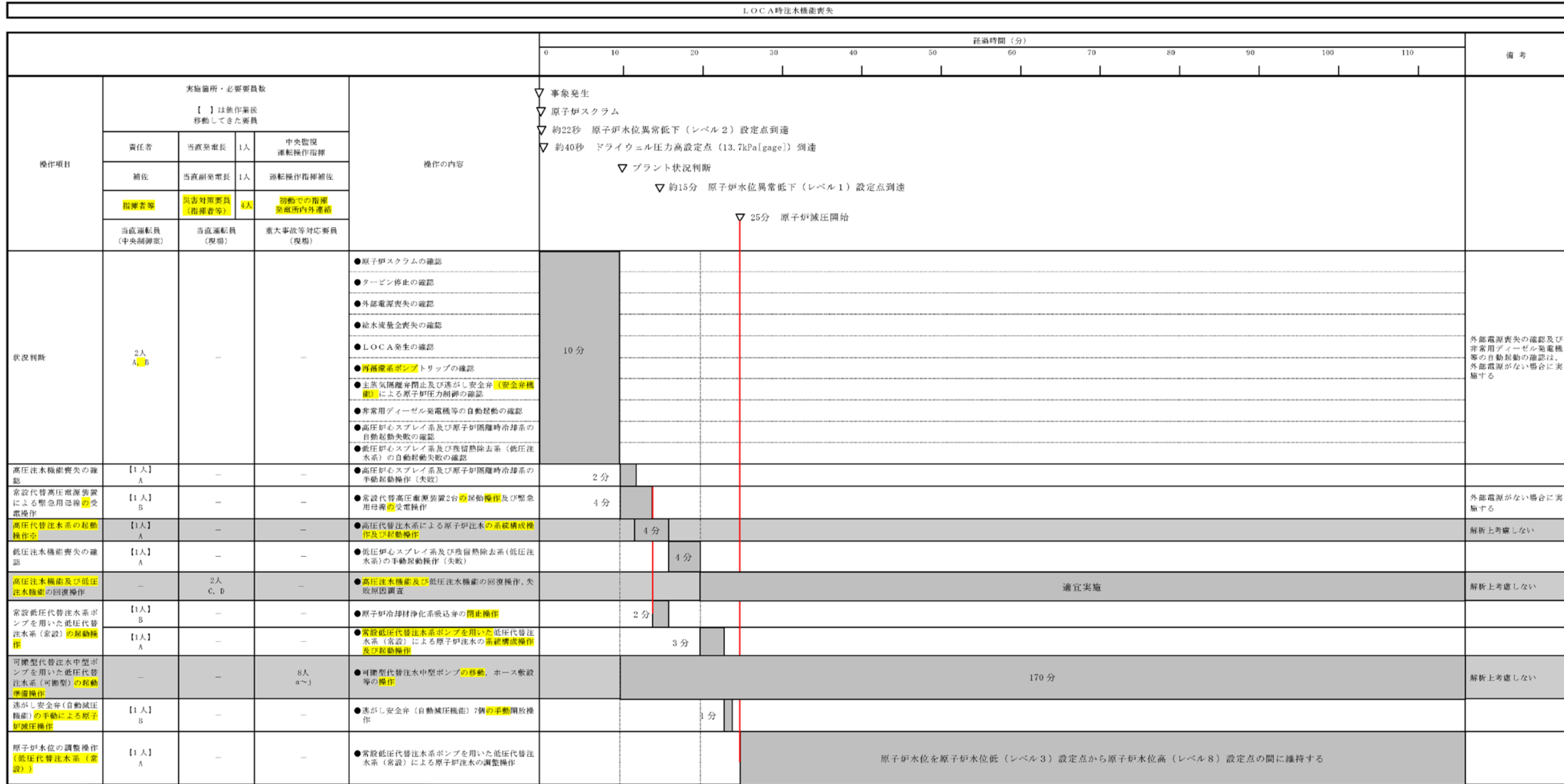
第 7.1.6-5 図 「LOCA 時注水機能喪失」の作業と所要時間 (1/2)

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所

備考



※・・・本事故シーケンスグループにおいては機能に期待しないこととする。

第2.6-3図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

備考

実施箇所・必要人員数							操作の内容	経過時間 (時間)								備考			
操作項目	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16		18	20	22
	LOCA時注水機能喪失																		
緊急代替注水系 (常設) 注水操作	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	多量発生 約2.5分 緊急代替注水系 (常設) 原子炉注水開始												
代替格納容器スプレイ制御系 (常設) 操作	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	格納容器スプレイ実施までレベルローレベル維持												
使用済燃料プール冷却 再開 (解放上考慮せず)	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・スクワーージングタンク水位調整 ・燃料プールの冷却浄化系再稼働												
原子炉注水操作 (解放上考慮せず)	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加 格納容器圧力0.27MPa[gage]以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間への熱の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する												
可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による格納容器注水からの格納容器への供給						6人	・放射線防護対策準備												
						(6人) (1人、8人)	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による格納容器への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2機) 移動、ホース敷設 (注水貯水庫から可搬型代替注水ポンプ (A-2機)、可搬型代替注水ポンプ (A-2機) から格納容器)、ホース接続、ホース本張り)												
格納容器ベント準備操作	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	格納容器ベント準備 (バックダリ構成)												
	-	-	(2)A C, D	(2)A c, d	-	-	・放射線防護対策準備												
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備 (格納容器二次隔離室操作、バックダリ構成)												
	-	-	-	-	-	8人	・4号炉アヒク装置水位調整準備 (格納容器本張り) ・7号炉アヒク装置水位調整準備 (格納容器本張り)												
格納容器ベント操作	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離室操作) ・格納容器ベント状態監視												
	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	格納容器ベント状態監視												
	-	-	(2)A C, D	(2)A c, d	-	-	格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離室操作)												
格納容器ベント操作	(1)A B	(1)A b	-	-	10人 (参加)	10人 (参加)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置水位確認 ・フィルタ装置運転補助 ・ドレン移送ライン変更ページ												
格納準備	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護対策準備												
格納作業	-	-	-	-	-	-	・格納タンクからタンクローリ (4機) への供給												
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参加者員20人)														

第 7.1.6-5 図 「LOCA 時注水機能喪失」の作業と所要時間(2/2)

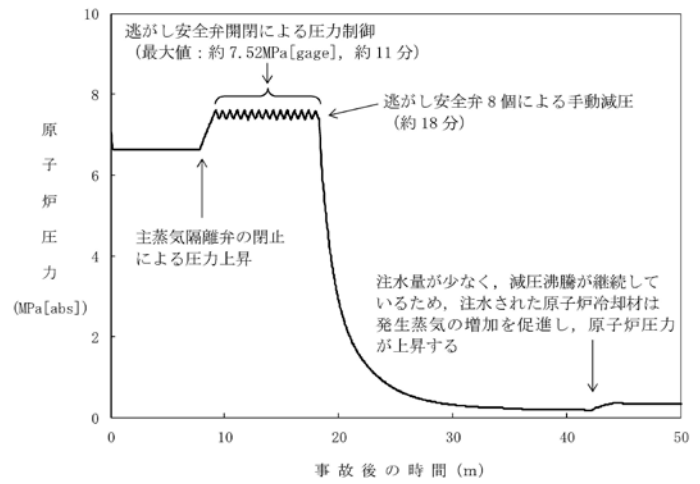
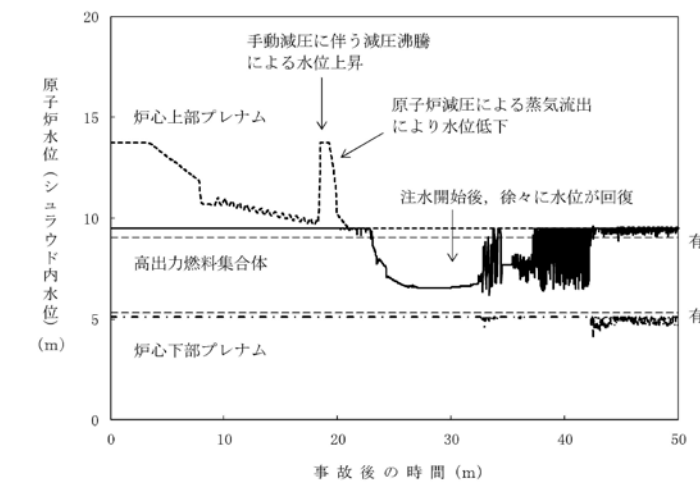
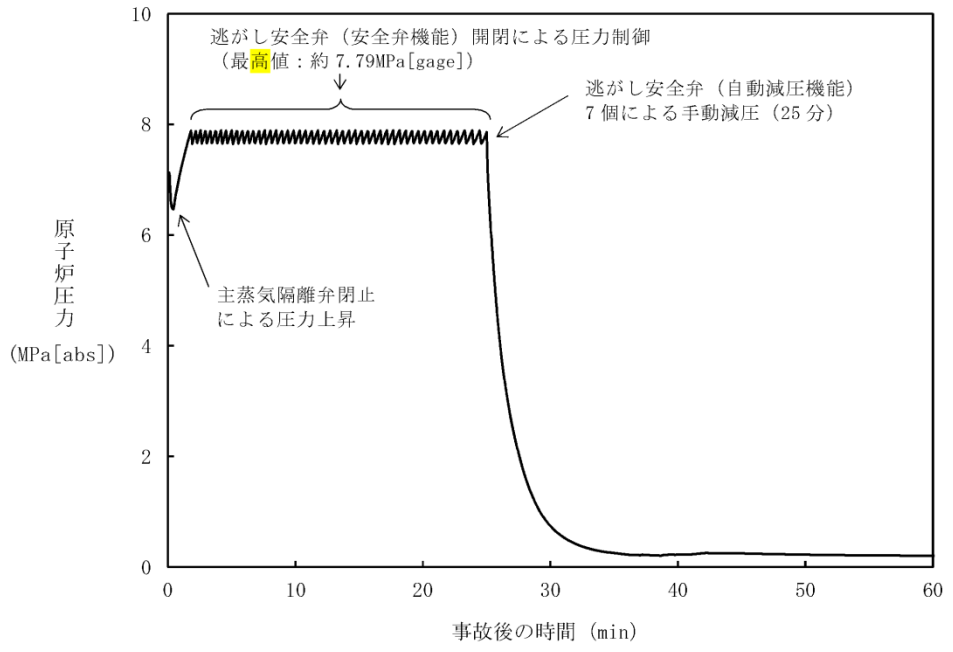
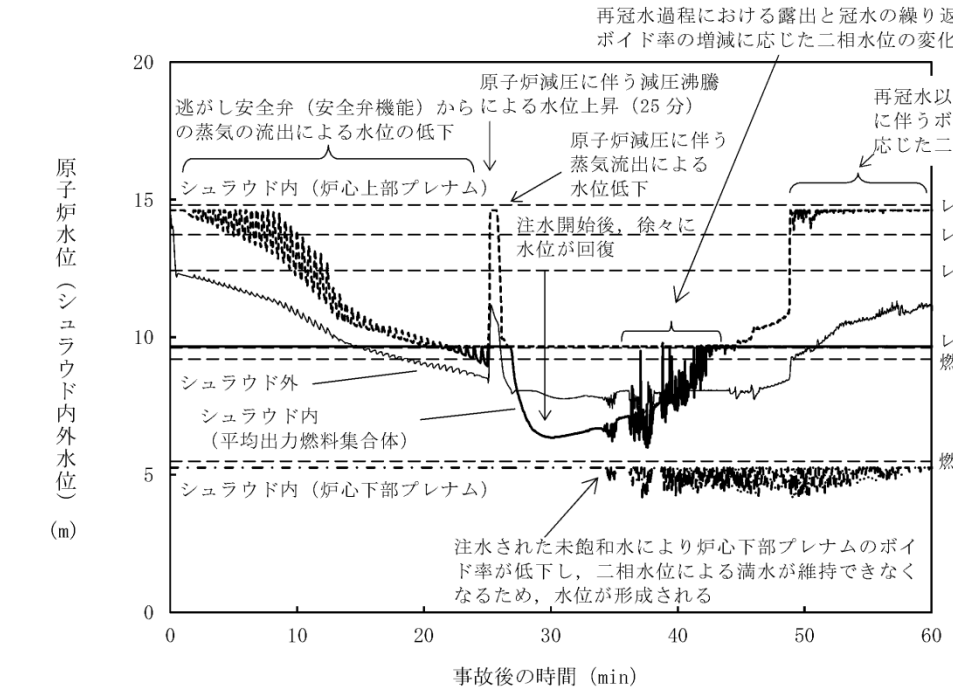
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

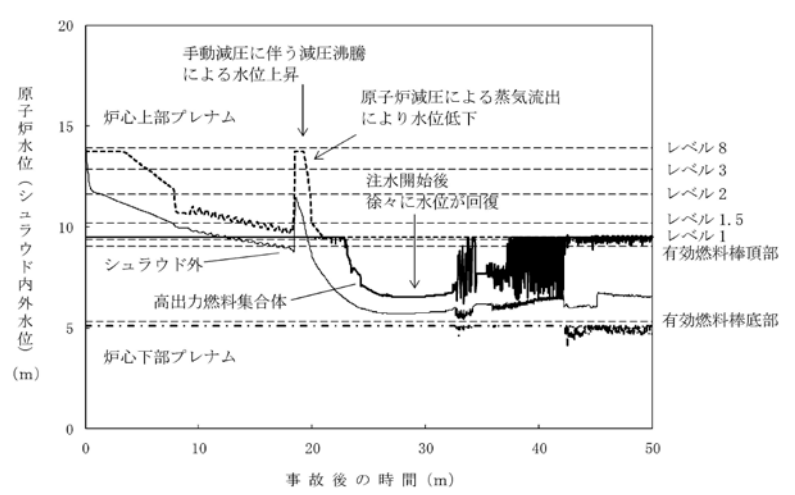
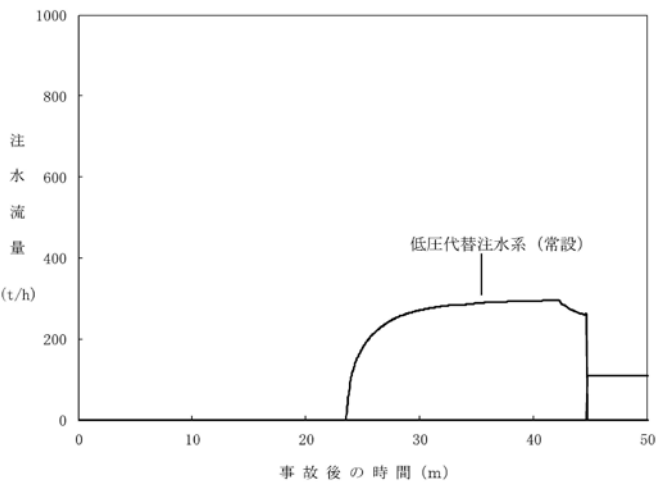
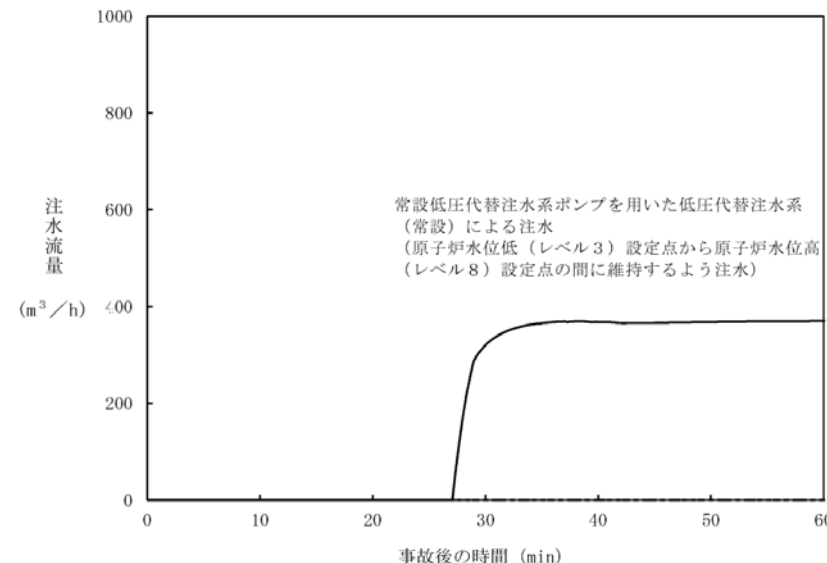
東海第二発電所				備考	
LOCA時注水機能喪失					
操作項目	実施箇所・必要要員数			経過時間 (時間)	備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		
原子炉水位の調整 操作 (低圧代替注 水系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器蓄 却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器蓄却操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作	適宜原子炉注水を調整 格納容器スプレイ中適宜状態監視
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20分 15分
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (中央制御室での第一弁操作)	5分
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作 (サプレッション・チェンバ側)	【2人】+1人 C, D, E	-	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (現場での第一弁操作)	125分
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作 (サプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作 (中央制御室での第二弁操作)	75分
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	-	-	3人 (参集)	●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作 (現場での第二弁操作)	170分
可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分
可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給	適宜実施
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分 適宜実施
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h 及び参集5人		

第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

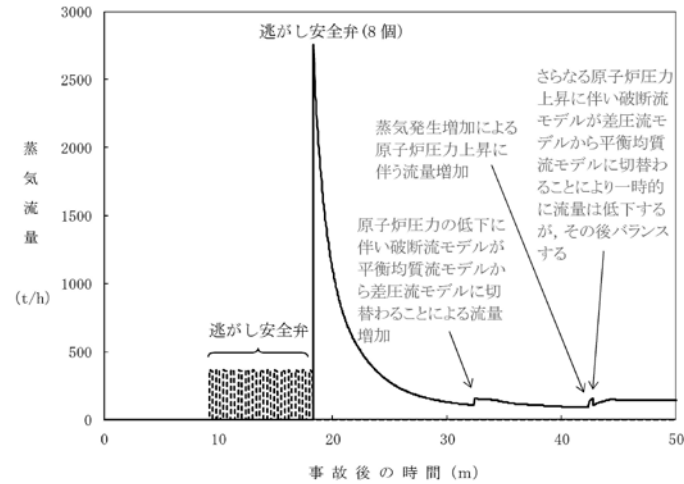
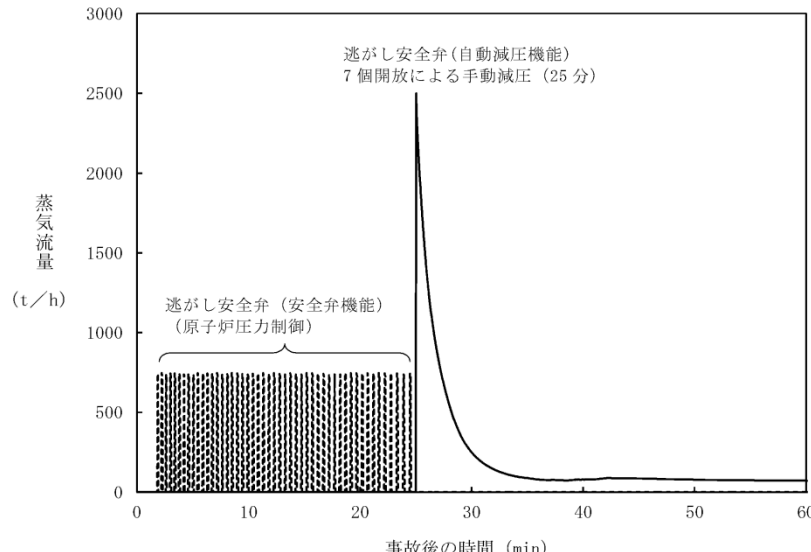
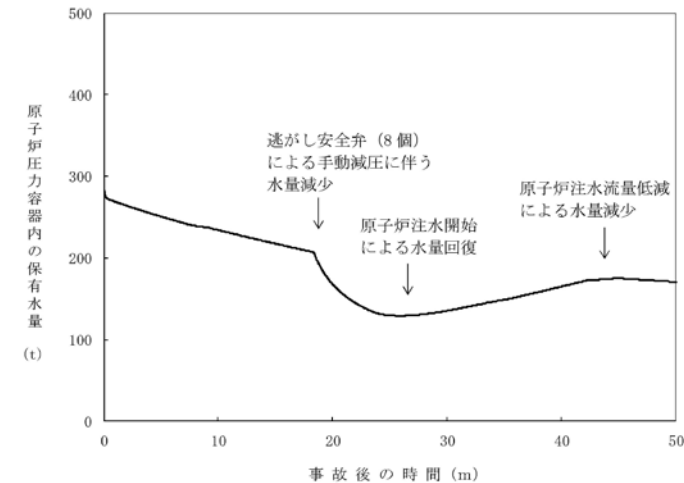
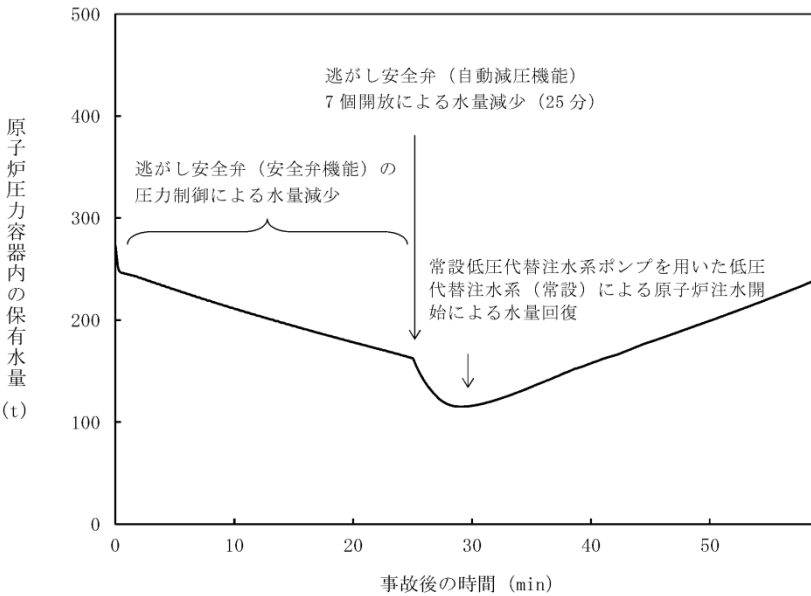
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

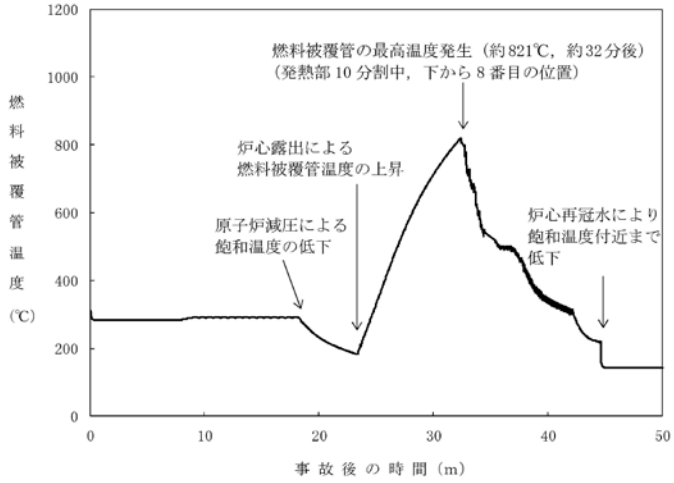
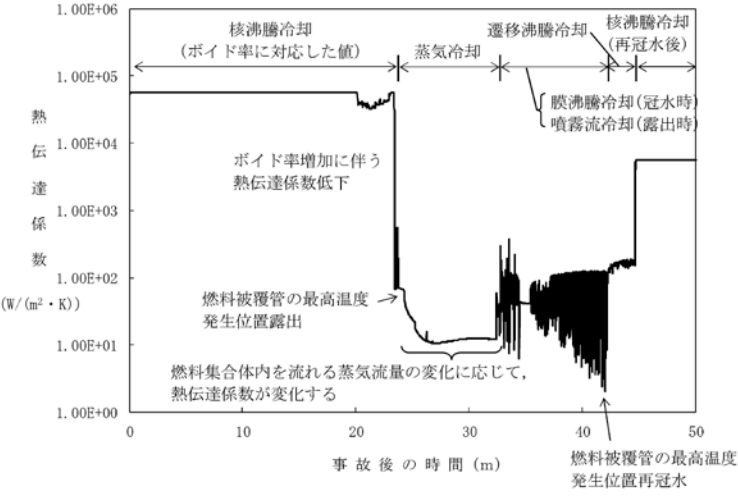
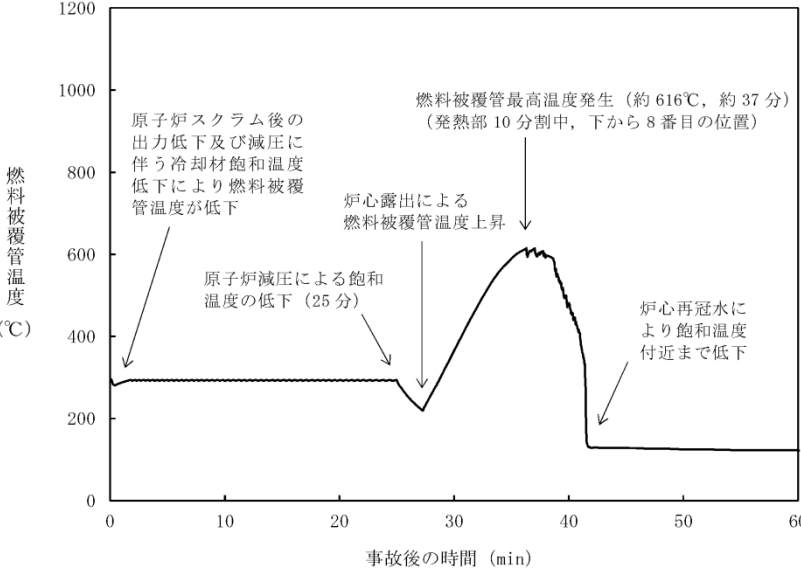
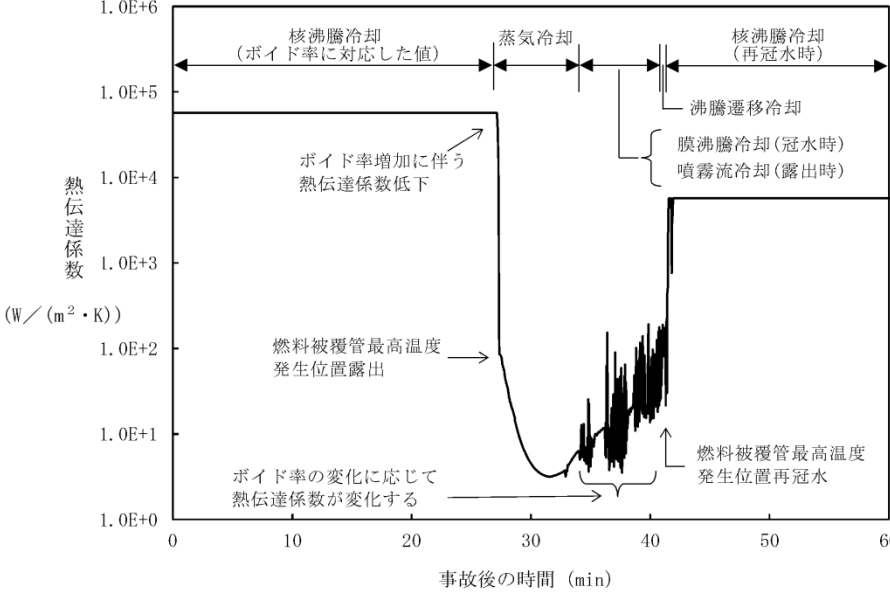
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.6-6 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.6-7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> <p>10-7-1-451</p>	 <p>第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移 (約 3.7cm²の破断)</p>  <p>第 2.6-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (約 3.7cm²の破断) ※</p> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>	<p>備考</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

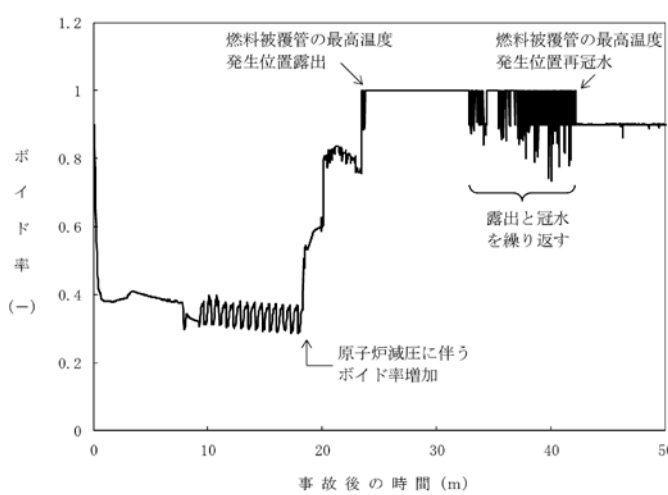
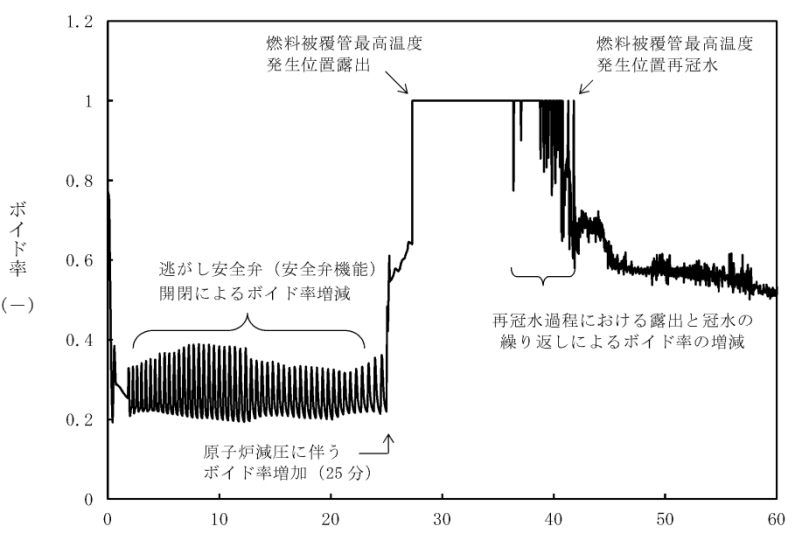
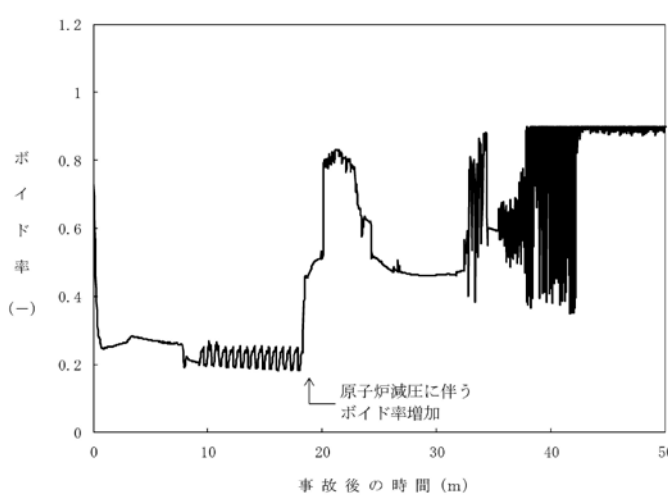
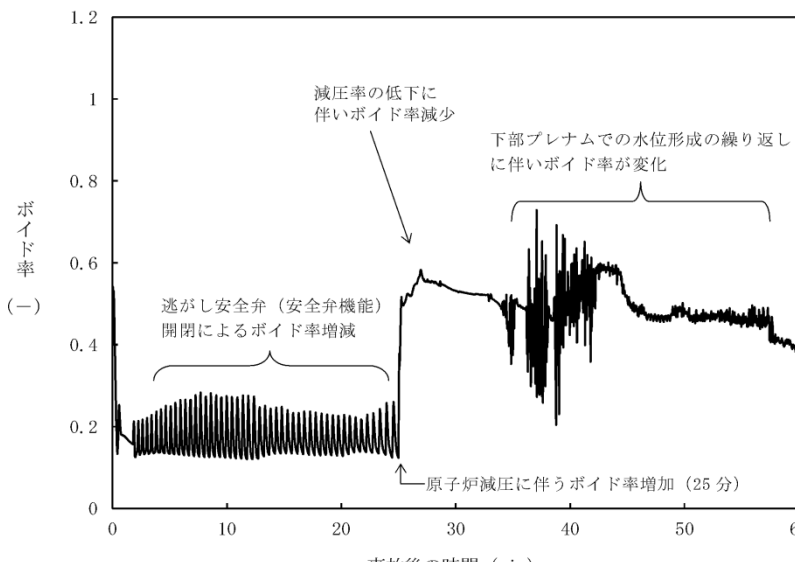
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-8図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>  <p>第7.1.6-9図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-452</p>	 <p>第2.6-6図 注水流量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-10図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	 <p>第2.6-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	
 <p>第7.1.6-11図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	 <p>第2.6-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	
<p>10-7-1-453</p>		

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-12図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第7.1.6-13図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p>第2.6-9図 燃料被覆管温度の推移 (約3.7cm²の破断)</p>  <p>第2.6-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-14図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	 <p>第2.6-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	
 <p>第7.1.6-15図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> <p>10-7-1-455</p>	 <p>第2.6-12図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

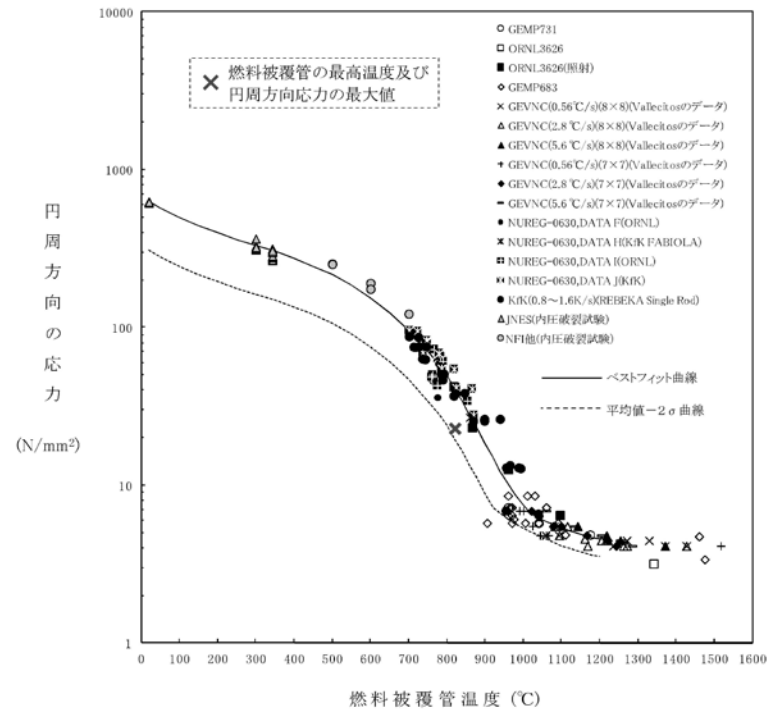
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.6-16図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第2.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	
<p>第7.1.6-17図 破断流量の推移</p> <p>10-7-1-456</p>	<p>第2.6-14図 破断流量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

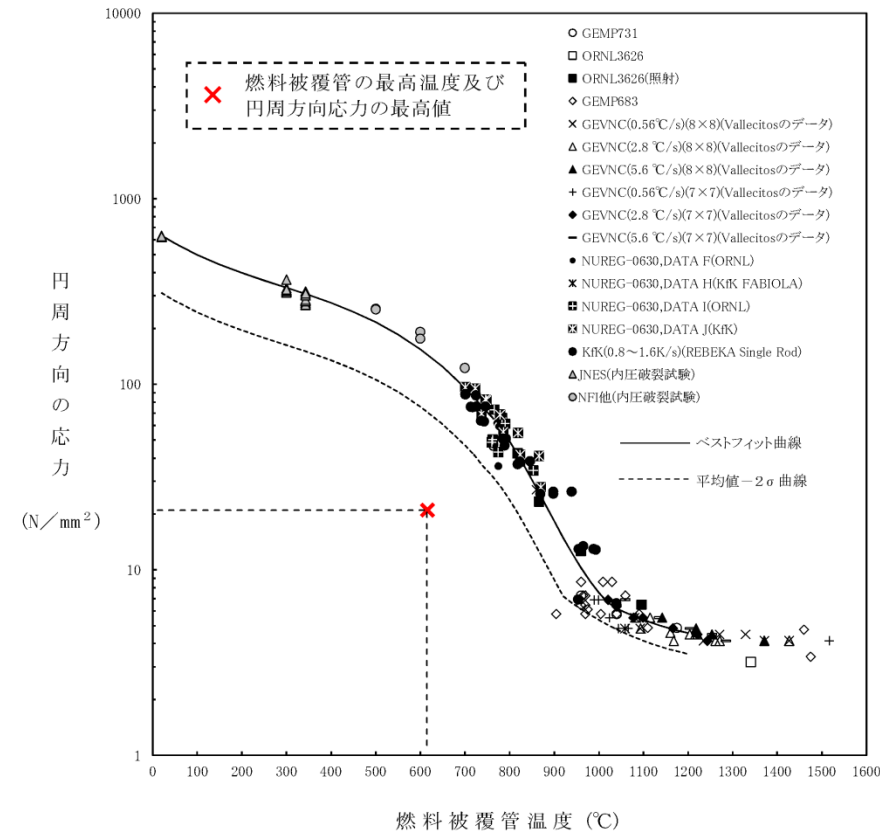
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第7.1.6-18図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



第2.6-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約3.7cm²の破断)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.6-19 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.6-16 図 格納容器圧力の推移 (約 3.7cm² の破断)</p>	
<p>第 7.1.6-20 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p>第 2.6-17 図 格納容器気相温度の推移 (約 3.7cm² の破断)</p>	

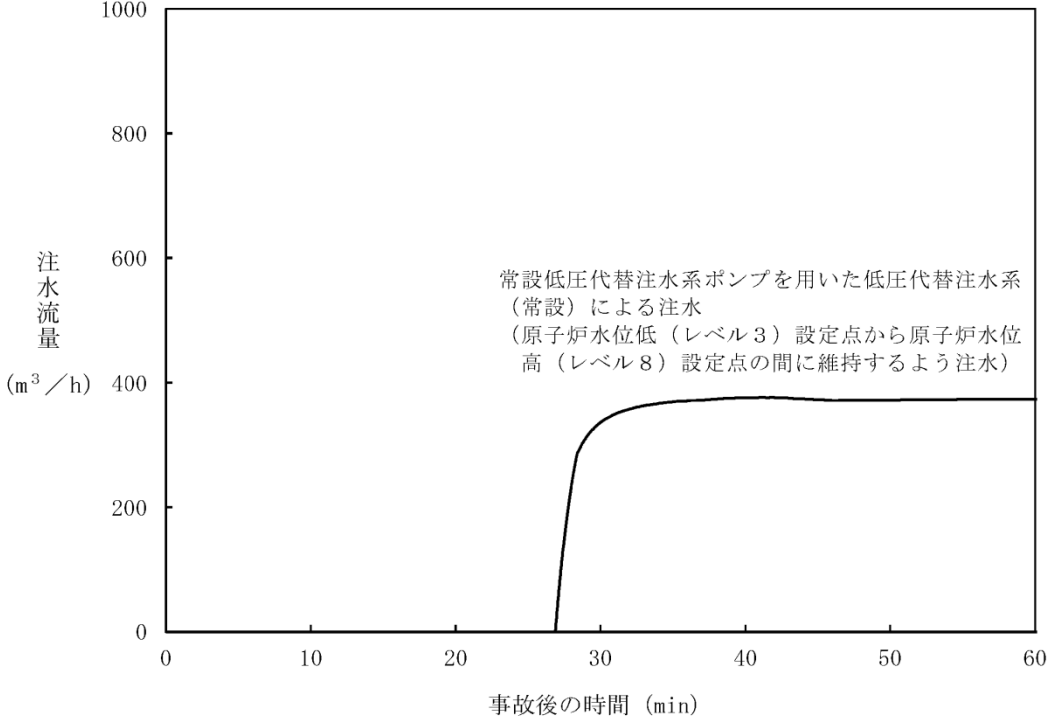
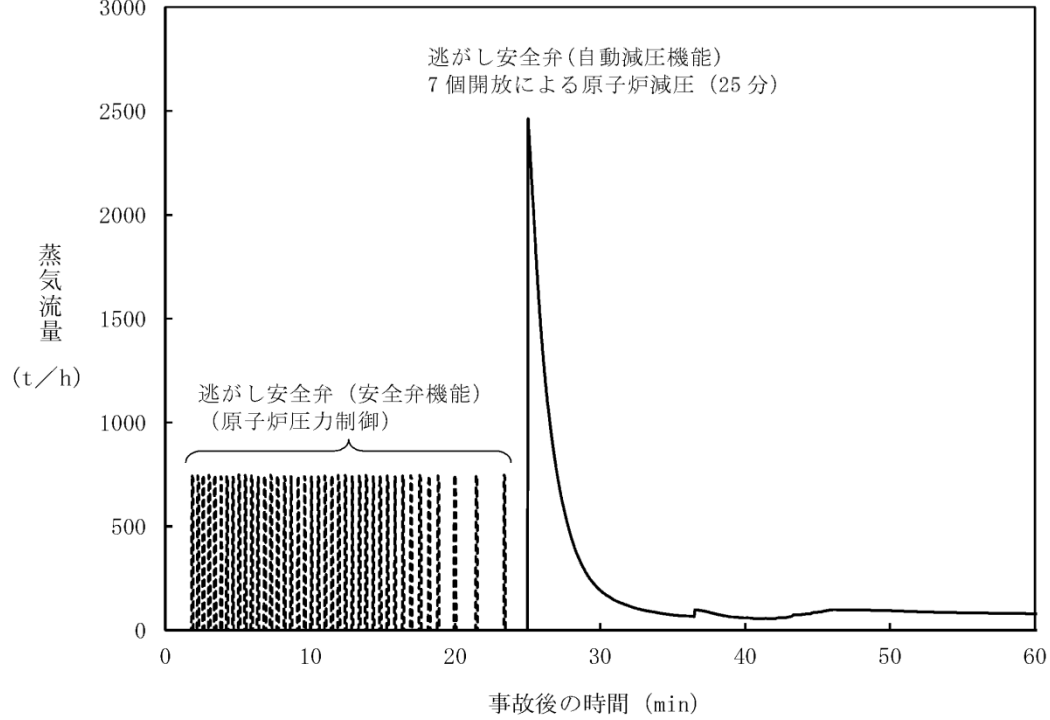
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.6-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第2.6-18 図 サプレッション・プール水位の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	
<p>第7.1.6-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第2.6-19 図 サプレッション・プール水温度の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	

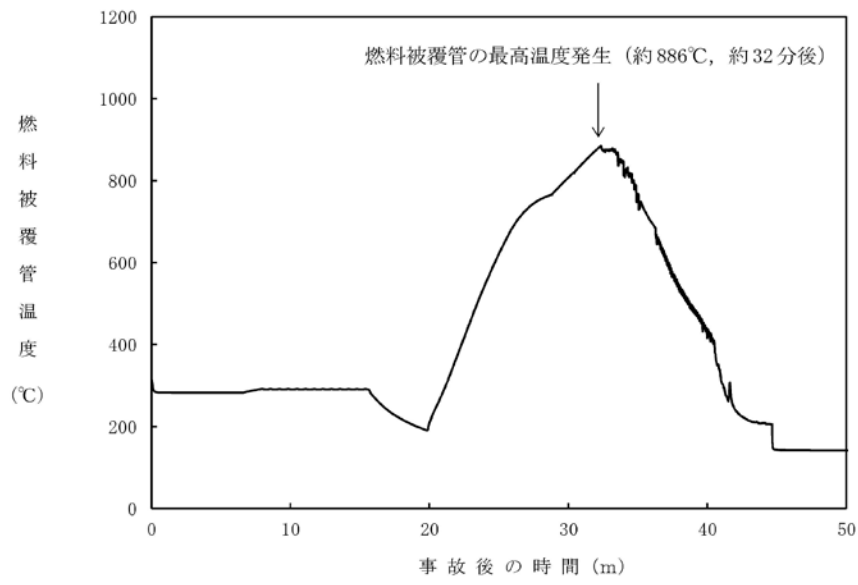
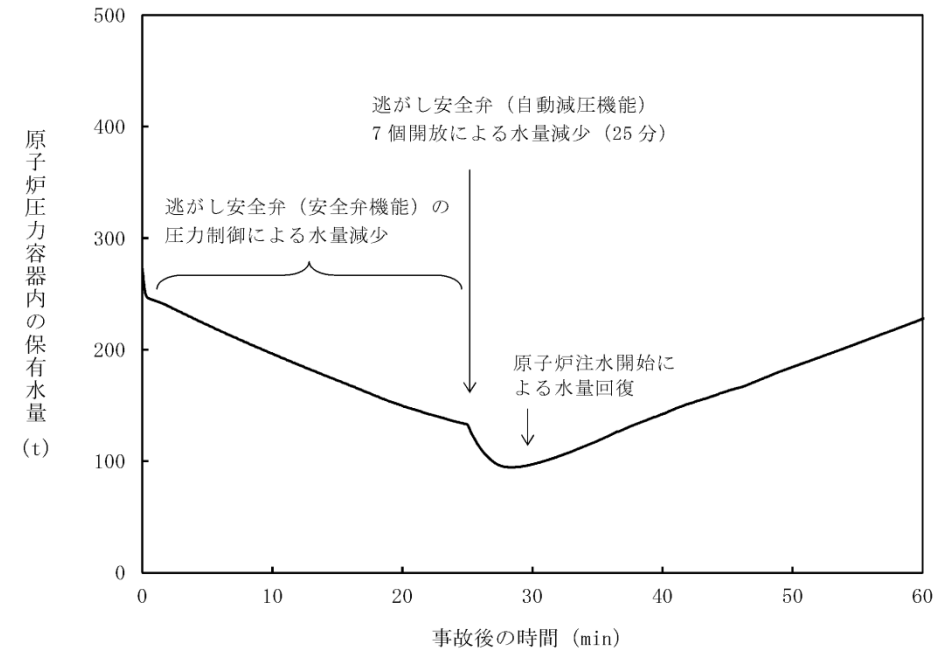
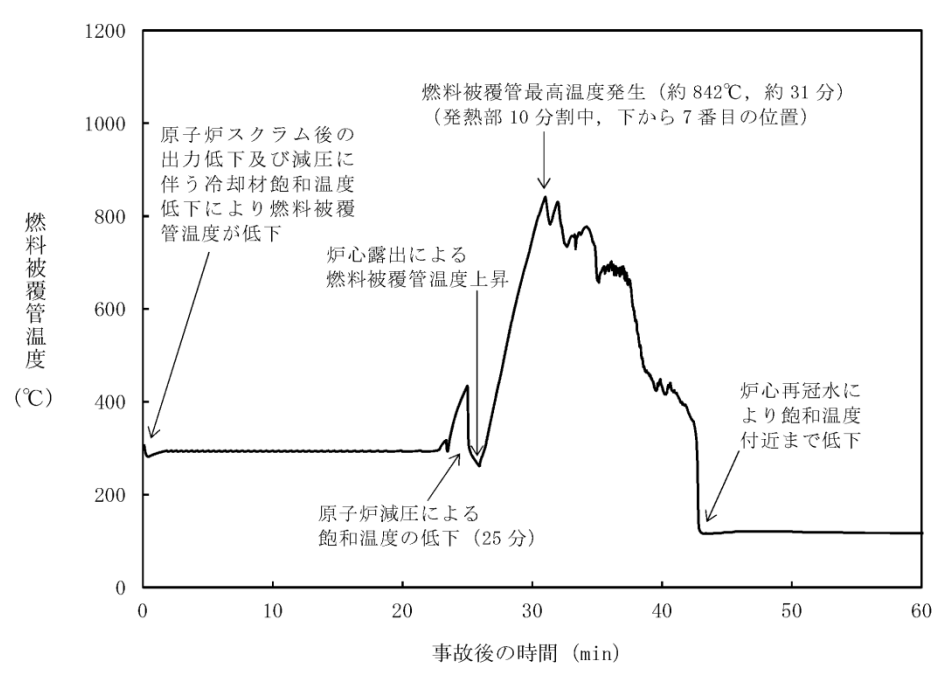
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.6-23図 原子炉圧力の推移 (破断面積：5.6cm²)</p>	<p>第2.6-20図 原子炉圧力の推移 (約9.5cm²の破断)</p>	<p>備考</p>
<p>第7.1.6-24図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (破断面積：5.6cm²)</p>	<p>第2.6-21図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約9.5cm²の破断) ※</p>	<p>備考</p>
<p>10-7-1-460</p>	<p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>	<p>備考</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

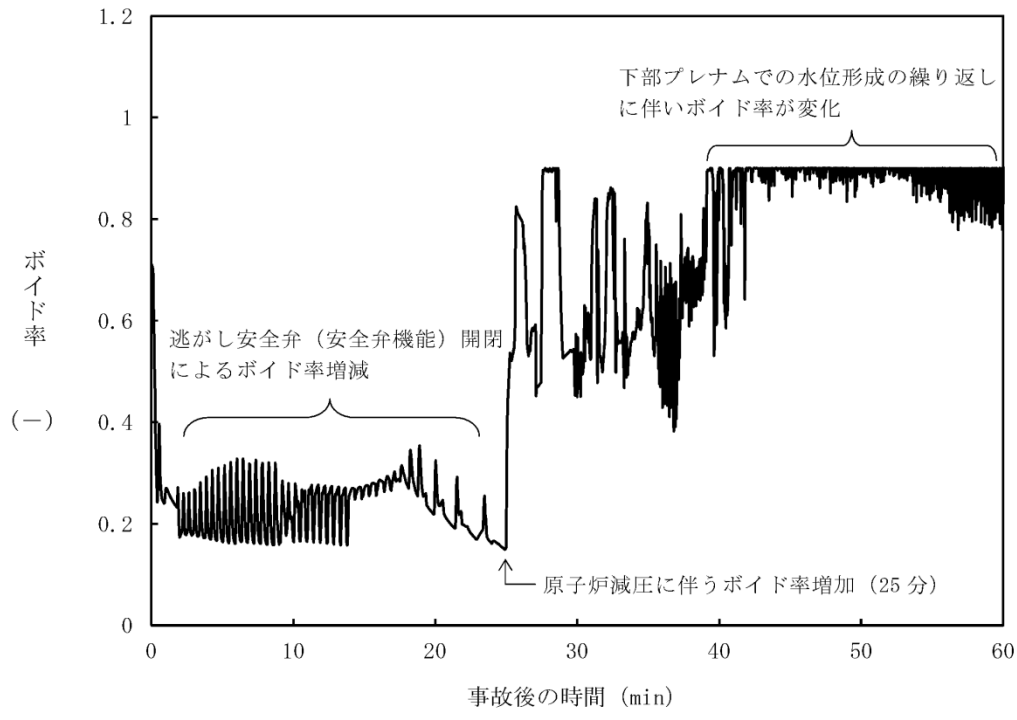
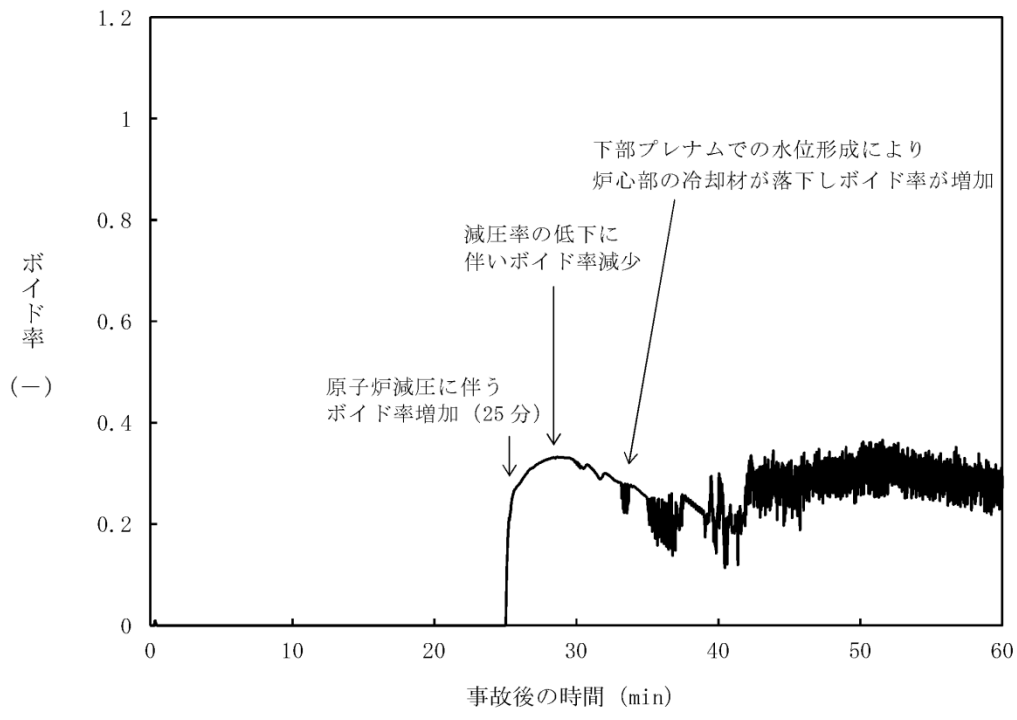
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	 <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による注水 (原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持するよう注水)</p> <p>第 2.6-22 図 注水流量の推移 (約 9.5cm² の破断)</p>  <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個開放による原子炉減圧 (25 分)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) (原子炉圧力制御)</p> <p>第 2.6-23 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約 9.5cm² の破断)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>燃料被覆管の最高温度発生 (約886℃, 約32分後)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>第 7.1.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (破断面積：5.6cm²)</p>	 <p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個開放による水量減少 (25分)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の圧力制御による水量減少</p> <p>原子炉注水開始による水量回復</p> <p>第 2.6-24 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約9.5cm²の破断)</p>  <p>燃料被覆管最高温度発生 (約842℃, 約31分) (発熱部10分割中, 下から7番目の位置)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>原子炉スクラム後の出力低下及び減圧に伴う冷却材飽和温度低下により燃料被覆管温度が低下</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度上昇</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (25分)</p> <p>第 2.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (約9.5cm²の破断)</p>	<p>備考</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第 2.6-26 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数 (約 9.5cm²の破断)</p> <p>第 2.6-27 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率 (約 9.5cm²の破断)</p>	備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	 <p data-bbox="1320 1018 2270 1060">第 2.6-28 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移 (約 9.5cm²の破断)</p>  <p data-bbox="1320 1837 2270 1879">第 2.6-29 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約 9.5cm²の破断)</p>	

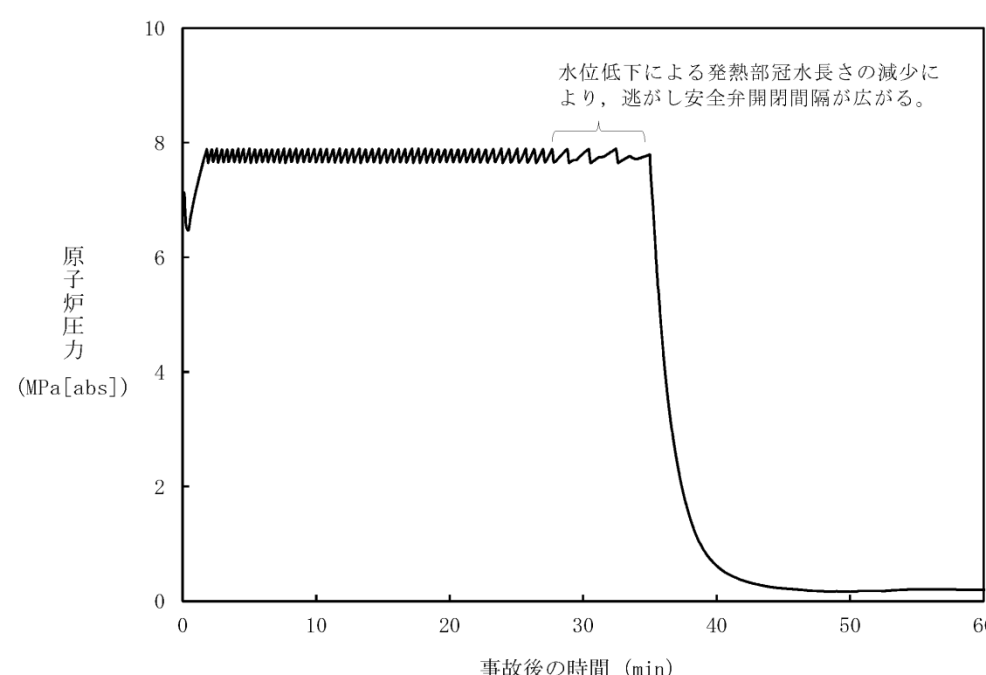
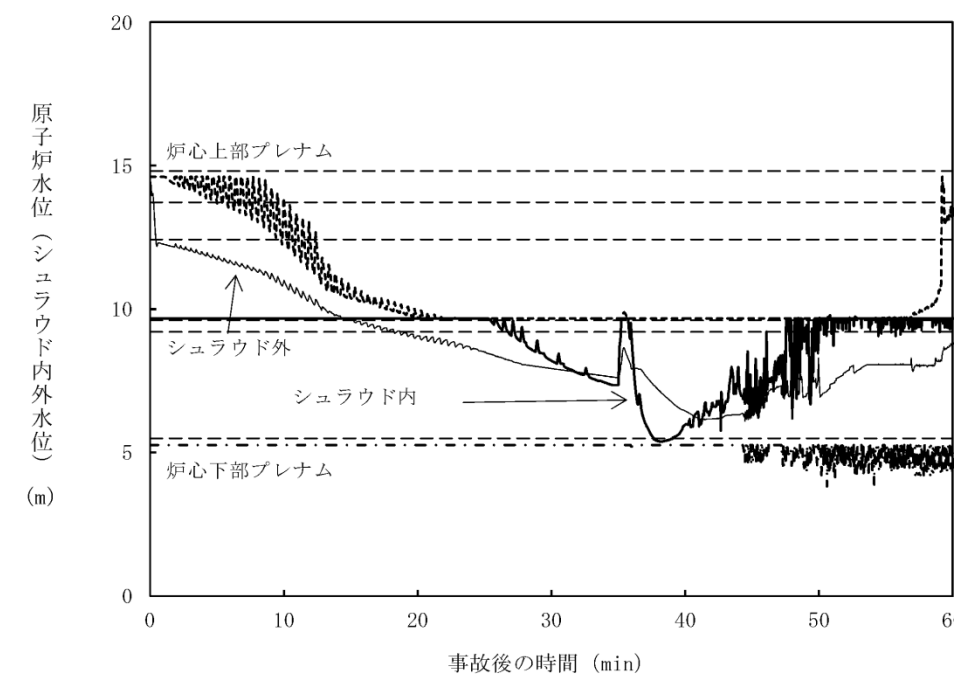
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第 2.6-30 図 破断流量の推移 (約 9.5cm²の破断)</p>	

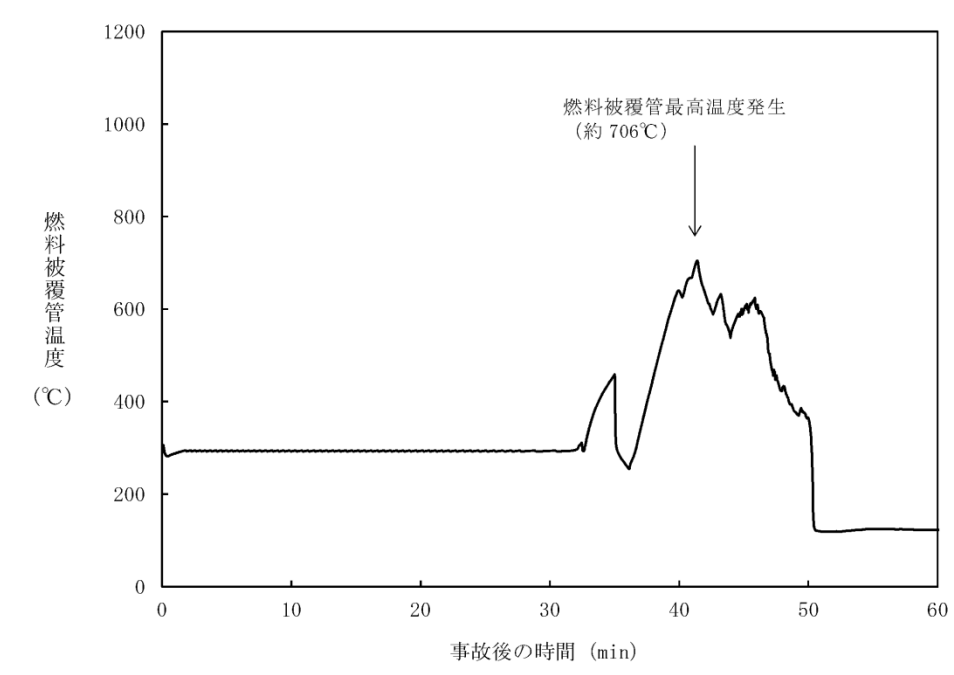
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最高値</p> <p>円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>第 2.6-31 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 9.5cm²の破断)</p>	<p>・東海第二においては、減圧遅れの感度解析を「LOCA時注水機能喪失」で、KK67 は、「高圧・低圧注水機能喪失」とした。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	 <p>第 2.6-32 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)</p>  <p>第 2.6-33 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移* (遅れ時間 10 分)</p> <p>* シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	 <p data-bbox="1424 945 2136 997">第 2.6-34 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)</p>	

第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判別及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運動中に原子炉制御棒材付カクラングを構成する配管の中心部断層発生に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディゼル発電機】 【軽油タンク】	-
高圧・低圧注水機能喪失の確認	原子炉水位による自動起動動作が継続しているが、各ポンプの自動起動動作は各ポンプの系統流量の増が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-
高圧代替注水による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 【軽油タンク】	-
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統(常設)を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を並開し、原子炉急減圧する。	高圧代替注水系統 【軽油タンク】	-
低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系統(常設)の系統圧力を下げると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	-
代替格納容器スプレッドポンプ系(常設)による原子炉注水	格納容器圧力が0.18MPa(レベル8)に到達した場合、代替格納容器スプレッドポンプ(常設)により原子炉格納容器冷却を遂行する。格納容器スプレッドポンプが原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、格納容器スプレッドポンプを停止し原子炉注水を再開する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッドポンプを停止する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	-
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力逃がし装置が動作した場合、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器冷却を遂行する。	格納容器圧力逃がし装置 【軽油タンク】	-

【1】：重大事故等対処設備 (設計基準範囲)
 ■：有効性評価上考慮しない操作

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

10-7-1-318

東海第二発電所

備考

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について (1/4)

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム及びLOCA発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達したことによりLOCAが発生したことを確認する。 	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレッドポンプ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 高圧炉心スプレッドポンプ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁(安全機能)により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。 	主蒸気隔離弁* ATWS緩和設備 (代替再循環系ポンプ) トリップ機能 逃がし安全弁(安全機能)*	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S A広帯域) 原子炉水位 (S A燃料域) 高圧炉心スプレッドポンプ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A)
高圧代替注水系統の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として高圧代替注水系統の系統構成操作及び起動操作を実施する。 	高圧代替注水系統 サプレッション・チェンバ*	高圧代替注水系統流量 低圧炉心スプレッドポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
低圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失及び高圧代替注水系統の起動操作失敗後、一連の操作として低圧炉心スプレッドポンプ系及び残留熱除去系(低圧注水系統)の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 	-	低圧炉心スプレッドポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

■：有効性評価上考慮しない操作
 * 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

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム融断	原子炉の出力運転中に原子炉名称付バッキングリを構成する配管の中心部断線発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	平均出力削減モニター 起動監視モニター
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉本体による自動起動動作が発生するが、各ポンプの自動起動動作では各ポンプの系統或はポンプの相手が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉内循環時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 【原子炉冷却ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系統による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水器	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (SA) 復水器注水水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統 (常設) を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を至閉し、原子炉急減圧する。	復水器移送ポンプ 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA)
低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の系統圧力が原子炉注水水位 (レベル3) から原子炉注水水位 (レベル8) の間で維持する。	復水器移送ポンプ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4台)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) による原子炉注水	格納容器圧力が0.18MPa (Level) に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) により原子炉注水を実行する。格納容器圧力が0.31MPa (Level) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置により原子炉注水を停止し、格納容器圧力を0.18MPa (Level) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッド冷却系 (常設) を再開する。	復水器移送ポンプ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4台)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA)
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.31MPa (Level) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置により原子炉注水を停止し、格納容器圧力を0.18MPa (Level) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器圧力逃がし装置を再開する。	格納容器圧力逃がし装置 軽油タンク	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水器注水水位 (SA) 復水器注水流量 (SA)

【】：重大事故等対処設備 (設計基準記載)
 ■：有効性評価上考慮しない機件

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について (2/4)

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失及びLOCA発生確認後、原子炉始動材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し、常設代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) を起動する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個の手動開放により、原子炉減圧操作を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	常設低圧代替注水系統ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	常設低圧代替注水系統ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 逃がし安全弁 (自動減圧機能) * 非常用薬素供給系 高圧薬素ポンプ 	逃がし安全弁 (自動減圧機能) * 非常用薬素供給系 高圧薬素ポンプ	-	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S A広帯域) 原子炉水位 (S A燃料域) 原子炉圧力 * 原子炉圧力 (S A) 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム保護	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バランシングを構成する配管の中間断絶発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	平均出力削減モニター 起動監視モニター
高圧・低圧注水機能喪失の確認	原子炉本体による自動起動時発生するが、各ポンプの自動起動失敗時は各ポンプの系統差動計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉周囲温度冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 【冷却材供給ポンプ吐出圧力】 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 低圧代替注水系統流量 (SA)
高圧代替注水系統による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA)
遠がし安否弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統 (常設) を2台運転とし、中央制御室にて遠がし安否弁を開閉し、原子炉急減圧する。	復水移送ポンプ 遠がし安否弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA)
低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水	遠がし安否弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の系統圧力が原子炉注水水位に到達する。原子炉注水水位が回復する。原子炉水位は原子炉注水水位 (レベル3) から原子炉注水水位 (レベル8) の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉注水	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉注水を開始する。格納容器圧力が0.18MPa [gage]に到達した時点、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉注水水位が原子炉注水水位 (レベル3) まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を再開する。原子炉水位高 (レベル8) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力遠がし装置による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力遠がし装置による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力遠がし装置 副圧強化ベント系	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA)

【1】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)
 ■：有効性評価上考慮しない機件

10-7-1-318

東海第二発電所

備考

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について (3/4)

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系統)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) から原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。 	常設低圧代替注水系統ポンプ 代替注水貯蔵槽 常設代替注水高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 低圧代替注水系統原子炉注水量 代替注水貯蔵槽水位 ドライウェル圧力 サブレシジョン・チエンババ圧力 緊急用海水系統流量 (残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系流量 原子炉注水量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 海水系による冷却水供給が確保された時点で代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。 格納容器圧力が245kPa [gage]に到達した場合は、代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	緊急用海水系統 代替循環冷却系ポンプ 常設代替注水高圧電源装置 軽油貯蔵タンク サブレシジョン・チエンババ*	-	原子炉注水量 代替注水貯蔵槽水位 ドライウェル圧力 サブレシジョン・チエンババ圧力 緊急用海水系統流量 (残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系流量 原子炉注水量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 ■：有効性評価上考慮しない機件

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/4)

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

初期条件

10-7-1-319

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナクセスの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3.293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126 cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型) と 9×9燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd/t 以下となるよう燃料を配置する)
格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
ドライウエル雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定

初期条件

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm ²
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失
	外部電源	外部電源なし

条件設定の考え方
 中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定
 ・破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管 (計測配管を除く) のうち、流出量が大きくなくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を設定。原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断LOCAは、液相の流出が長期的に継続し、原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となり、厳しい事象となる
 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケクスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1cm²を設定
 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
 外部電源の有無と比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定

10-7-1-320

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/5)

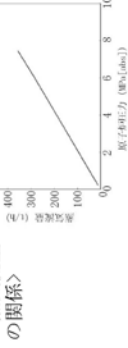
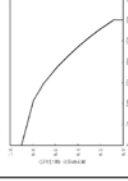
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器体積 (ドラライウエル)	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 (サブレッション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上における下限値を設定
	サブレッション・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上における下限値を設定
	サブレッション・プール水温	32℃	サブレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上における上限値を設定
事故条件	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa (ドラライウエル-サブレッション・チェンバ間差圧)	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	再循環系配管に約3.7cm ² 及び約9.5cm ² の破断が発生	破断位置は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、シュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないこと及び格納容器破断防止対策の有効性評価では原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径の破断を想定することを考慮し、再循環系配管とする。破断面積は、低圧代替注水系 (常設) を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約3.7cm ² 及び約9.5cm ² とする。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の機能喪失を設定 また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定 給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて発生するものとする
外部電源	外部電源なし		

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

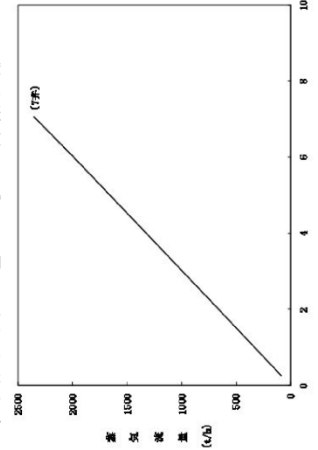
第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開示することによる原子炉急速減圧の蒸気流量の関係	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 
低圧代替注水系 (常設)	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ 格納容器圧力が 0.62MPa [gage] における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格納容器除熱	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)		格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器圧力逃がし装置等		格納容器圧力及び温度等の設定値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

10-7-1-321

重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号で閉止	設計値を設定
ATWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号で全台トリップ (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) (原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナシナシにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
逃がし安全弁		逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定 

重大事故等対策に関連する機器条件

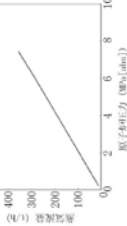
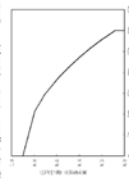
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

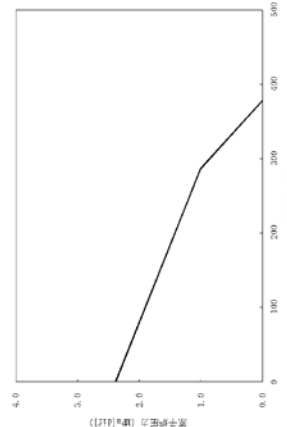
前ページと同じ

第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧の蒸気流量の関係 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage] における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

10-7-1-321

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台) ・注水流量: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230m ³ /h (一定) 格納容器圧力が 217kPa[gage] に到達した場合に再停止し、279kPa[gage] に到達した場合に再開し、サブレーション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達した場合に停止する。	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 サブレーション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲 (102m ³ /h~130m ³ /h) における上限を設定
格納容器圧力逃がし装置等	スプレイ流量: 130m ³ /h (一定) 排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力 310kPa[gage] において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系 (常設) の追加起動及び中央制御室における系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室操作における低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	設計基準事象時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

10-7-1-322

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作)	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するたため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替注水電源装置による緊急用母線の受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作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	格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力 310kPa [gage] 到達時	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>7.1.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認す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，「インターフェイスシステムLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。</p> <p>このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって，最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>ここで，インターフェイスシステムLOCAが生じた際の状況を想定すると，原子炉を減圧した後，低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが，本事故シーケンスグループにおいては，低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず，高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また，残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却</p>	<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」（以下「格納容器バイパス（ISLOCA）」という。）に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）」のみである。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」は，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損し，原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，ISLOCAが発生することによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，ISLOCA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>以上により，本事故シーケンスグループでは，健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏えい箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（I S L O C A）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.7-1 図から第7.1.7-3 図に、手順の概要を第7.1.7-4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。</p> <p>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7.1.7-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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20名である。その内訳は次のとおりである。</p> <p>中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第7.1.7-5 図に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステムLOCA 発生</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステムLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</p> <p>b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>d. インターフェイスシステムLOCA 発生確認</p> <p>原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多</p>	<p>原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び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）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.7-1 図に、対応手順の概要を第2.7-2 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手順と設備の関係を第2.7-1 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必要な要員は、災害対策要員（初動）12名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員5名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員1名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.7-3 図に示す。</p> <p>a. I S L O C Aの発生</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損することで、I S L O C Aが発生する。</p> <p>b. 原子炉スクラムの確認</p> <p>事象発生後に給水流量の全喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</p> <p>原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>d. I S L O C A発生の確認</p> <p>隔離弁（残留熱除去系の注入弁）の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等によりI S L O C Aが発生したことを確認す</p>	<p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、格納容器内圧力、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力等である。</p> <p>なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得ることが可能である。</p> <p>e. 中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗する。</p> <p>高圧炉心注水系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉圧力である。</p> <p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>g. 高圧炉心注水系による原子炉注水</p> <p>原子炉急速減圧操作により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 1.5）で</p>	<p>る。</p> <p>ISLOCA 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。監視可能であれば、原子炉建屋内空間線量率、区画浸水警報、火災警報等による情報も総合的に確認する。</p> <p>e. 中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作</p> <p>ISLOCA 発生の確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが、これに失敗する。</p> <p>また、不要な系統加圧を防止する観点で、残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、レグシールポンプを停止する。</p> <p>中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。</p> <p>f. 低圧炉心スプレイ系の起動操作</p> <p>中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止失敗後、中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。</p> <p>低圧炉心スプレイ系の起動操作に必要な計装設備は、低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。</p> <p>g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p>低圧炉心スプレイ系の起動後、破断箇所からの漏えい抑制のため、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）7 個を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 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</p> <p>ISLOCA 発生の確認後、外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</p> <p>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）の起動操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））</p> <p>原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原</p>	<p>・東海第二では、ISLOCA の発生を想定する建屋西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系は機能喪失する想定としていることから、漏えい抑制の減圧操作の前に低圧で注水可能な系統の起動操作を実施する。</p> <p>・東海第二では、ISLOCA 時は外部水源にて注水可能な系統にて注水する手順としている。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>健全側の高圧炉心注水系が自動起動する。</p> <p>高圧炉心注水系の自動起動を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量である。</p> <p>原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。</p> <p>h. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転</p> <p>原子炉急速減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が 35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>i. 現場操作での高圧炉心注水系隔離操作</p> <p>破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により高圧炉心注水隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。</p> <p>高圧炉心注水系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位である。</p> <p>j. 高圧炉心注水系隔離後の水位維持</p> <p>高圧炉心注水系の隔離が成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。</p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>子炉水位低（レベル3）設定点以上に回復した以降は、漏えい抑制のため、原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。</p> <p>j. 中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作</p> <p>原子炉圧力が 3MPa [gage] に到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.1）</p> <p>中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等である。</p> <p>k. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作</p> <p>サブプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認し、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を実施する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。</p> <p>l. 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作</p> <p>現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。</p> <p>現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。</p> <p>m. 原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）</p> <p>残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。</p> <p>以降、炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に実施する。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。</p>	<p>・東海第二では、主蒸気隔離弁閉止インターロック（レベル2）等を考慮しつつ、ISLOCA 時には漏えい抑制のために原子炉水位をレベル2以上で可能な限り低めに維持する手順としている。</p> <p>・東海第二では、減圧後に漏えい発生システムの遠隔操作可能な電動弁を閉止する手順としている。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「インターフェイスシステムLOCA」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果並びに原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、冷却材放出(臨界流・差圧流)、ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.7-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする(原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の注水ラインについては、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が3個であり、高圧炉心注水系の吸込配管に比べてインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は低くなる)。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウ</p>	<p>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損する「ISLOCA」である。</p> <p>なお、重要事故シーケンスでは、残留熱除去系B系におけるISLOCAの発生を想定しているが、残留熱除去系A系におけるISLOCAの発生を想定する場合には、原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系に代わり、高圧炉心スプレイ系に期待することで同等の対応が可能である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における冷却材放出(臨界流・差圧流)、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流及びECCS注水(給水系及び代替注水設備含む)が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスにおける主要な解析条件を第2.7-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、残留熱除去系B系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の系統圧力上昇により、残留熱除去系B系の熱交換器フランジ部に破断面積約21cm²相当の漏えいが発生するものとする。</p> <p>対象系統は、出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることでISLOCA発生の可能性がある系統のうち、定期試験等に伴い隔離弁の開閉試験を実施し、かつ開閉試験時に</p>	<p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることからCHASTEコードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが、本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>ンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、1cm² を超えないことを確認しているが、保守的に10cm² とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低 (レベル2) で自動起動し、182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系が原子炉水位低 (レベル1.5) で自動起動し、727m³/h (0.69MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p>	<p>隔離弁1個にて隔離状態を維持する系統^{※1}とする。</p> <p>破断面積は、I S L O C A発生時の系統加圧状態を保守的に考慮した対象系統に対する構造健全性評価^{※2}により、系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きなシール構造である残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して、保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定する。</p> <p>※1 具体的には、低圧炉心スプレイ系注入配管、残留熱除去系 (低圧注水系) A系原子炉注入配管、残留熱除去系 (低圧注水系) B系原子炉注入配管及び残留熱除去系 (低圧注水系) C系原子炉注入配管をいう。</p> <p>※2 保守的に圧力8.2MPa[gage]及び温度288℃が継続して負荷される条件にて構造健全性評価を実施。</p> <p>(添付資料2.7.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 I S L O C Aの発生を想定する残留熱除去系B系の機能喪失を想定する。 また、原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系B系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系も事象発生と同時に機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は喪失するものとする。 外部電源が喪失する場合、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心冷却の観点で厳しくなる。 また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) A T W S緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) A T W S緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(d) 逃がし安全弁 原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (8 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (安全弁機能) にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、手動による原子炉減圧操作には、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6% を処理するものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により自動起動し、136.7m³/h (原子炉圧力 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]において) の流量で原子炉へ注水する。原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。</p> <p>(f) 低圧炉心スプレイ系 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作後に、機器設計上の最小要求値である最小流量特性 (0m³/h~1,561m³/h, 注水圧力 0MPa[dif] *~1.99MPa[dif]において) で原子炉へ注水するものとする。また、I S L O C A 発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため、原子炉減圧後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始し、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) 設定点まで回復した 1 分後に注水を停止するものとし、残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持するものとする。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)</p> <p>(g) 低圧代替注水系 (常設) 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、機器設計上の最小要求値である最小流量特性 (注水流量: 0m³/h~378m³/h, 注水圧力: 0MPa[dif]~2.38MPa[dif]) を用いるものとする。また、運転手順に従い、I S L O C A 発生時は隔離成功までの期間において、漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル 2) 以上で可能な限り低めに維持することから、評価上は、漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点以上に維持するものとする。また、隔離成功後は低圧炉心スプレイ系による内部水源の原子炉注水に切り替えることから、残留熱除去系の隔離に成功した 1 分後に注水を停止するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って、以下のとおり設定する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から 15 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、インターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から 3 時間後に開始するものとし、操作時間は 60 分間とする。</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圧力、原子炉水位 (シュラウド内及びシュラウド内外) ※1、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.7-6 図から第 7.1.7-11 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第 7.1.7-12 図から第 7.1.7-15 図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計 (広帯域) の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計 (広帯域・狭帯域) の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計 (燃料域) にて監視する。6 号炉の原子炉水位計 (燃料域) はシュラウド内を、7 号炉の原子炉水位計 (燃料域) はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動する。 再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに 10 台全てがトリップする。 破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。 事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系</p>	<p>(a) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作) は、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 15 分後に実施するものとする。なお、外部電源がない場合でも、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生約 3 時間後から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して事象発生 5 時間後に閉止操作が完了するものとする。</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圧力、原子炉水位 (シュラウド内外水位) ※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7-9 図から第 2.7-15 図に示す。</p> <p>※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生と同時に給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低 (レベル 3) 信号により原子炉がスクラムする。また、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。この後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止を試みるが、これに失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動し、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作を実施することで、原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動し、隔離に成</p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（I S L O C A）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>が機能喪失するものの、原子炉水位低（レベル 1.5）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。</p> <p>事象発生 4 時間後、現場操作により高圧炉心注水系の破断箇所を隔離した後は、健全側の高圧炉心注水系により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。</p> <p>その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.7-12 図に示すとおり、初期値（約 310℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.7-6 図に示すとおり、約 7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.37MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。</p> <p>一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステム LOCA とは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.25MPa[gage]及び約 138℃にとどまる。</p> <p>このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心注水系の破断箇所を隔離し、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維</p>	<p>功するまでの期間は、外部水源による原子炉注水を実施する。</p> <p>事象発生 の 5 時間後に、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持する。</p> <p>高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧や原子炉注水により増減するが、炉心の冠水状態は維持されるため燃料被覆管温度が上昇することはない。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.7-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.7-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧や破断箇所から原子炉建屋へ流出するものを除く蒸気がサプレッション・プールへ流入することで上昇する。一方、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、事象開始から原子炉圧力容器内で発生した蒸気は全て格納容器内に流入し続けることを想定し評価しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値は、それぞれ約 0.25MPa[gage] 及び約 136℃にとどまる。このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.3）</p> <p>第 2.7-5 図に示すように、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水が維持される。その後、現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施し、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで、炉</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.7.3 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>格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、高温停止状態での安定状態が確立する。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p> <p>安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す (1) から (4) の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.7.3 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は、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>本重要事故シーケンスでは、I S L O C Aにより原子炉冷却材の漏えいが発生するため、原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えいを抑制すること及び漏えい箇所の隔離を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると操作として、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作) 及び現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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実施する重要現象は、「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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.7-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時</p>	<p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値 (約 310℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となる</p>	<p>等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、I S L O C A 発生時の系統加圧状態を考慮した構造健全性評価により系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きいシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に対して、ガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を破断面積として設定している。構造健全性評価において、許容値に対する余裕が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなることから、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含され、運転員等操作に与える影響はない。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系 (常設) は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m~41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が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。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は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ない。また、33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、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。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>パラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が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>機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から15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、破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から3時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離</p>	<p>目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、I S L O C A発生時の系統加圧状態を考慮した構造健全性評価により系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きいシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に対して、ガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を破断面積として設定している。構造健全性評価において、許容値に対する余裕が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなることから、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含され、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>事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持され、事象進展が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>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.7.5)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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する。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から15分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はないことから、影響はない。</p> <p>操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から5時間後を設定している。運転員等操作時間に与</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（I S L O C A）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、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った場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 操作条件の逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作については、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。 操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内に</p>	<p>える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び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）の原子炉注水により炉心の冠水状態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ない。 操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、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は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、閉止操作の有無に関わらず、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）の原子炉注水により炉心の冠水状態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ない。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、操作が遅れた場合でも原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。 操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、閉止操作の有無に関わらず、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）の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内に</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（I S L O C A）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.7.4 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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」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、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20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72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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約100m³となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、流出量は合計約200m³となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサプレッション・チェンバに約3,600m³の水を保有しており、高圧炉心注水系による原子炉注水は、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7日間の注水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>において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.7.4 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「格納容器バイパス（I S L O C A）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」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39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「格納容器バイパス（I S L O C A）」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」にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>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ついては、7日間の対応を考慮すると、合計約490m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない。7日間の対応が可能である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはない。7日間の対応が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.7.6）</p> <p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から7日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）については約141.2kL、合計で755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機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7日間の電源供給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、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、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約75kLの軽油を保有していることから、緊急</p>	<p>・柏崎刈羽は、以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。</p> <p>・燃料評価について、燃料は設備間で共用しており、緊急時の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載</p> <p>・電源評価について、電源供給能力は直接影響はないが、燃料評価を記載しているため合わせて</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の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>7.1.7.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時に</p>	<p>時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。 （添付資料2.7.7）</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kWであるが、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2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料2.7.8）</p> <p>2.7.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」では、ISLOCAの発生により原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び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）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」の重要事故シーケンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時</p>	<p>記載</p> <p>東海第二のモニタリングポストは、非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり、個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（I S L O C A）

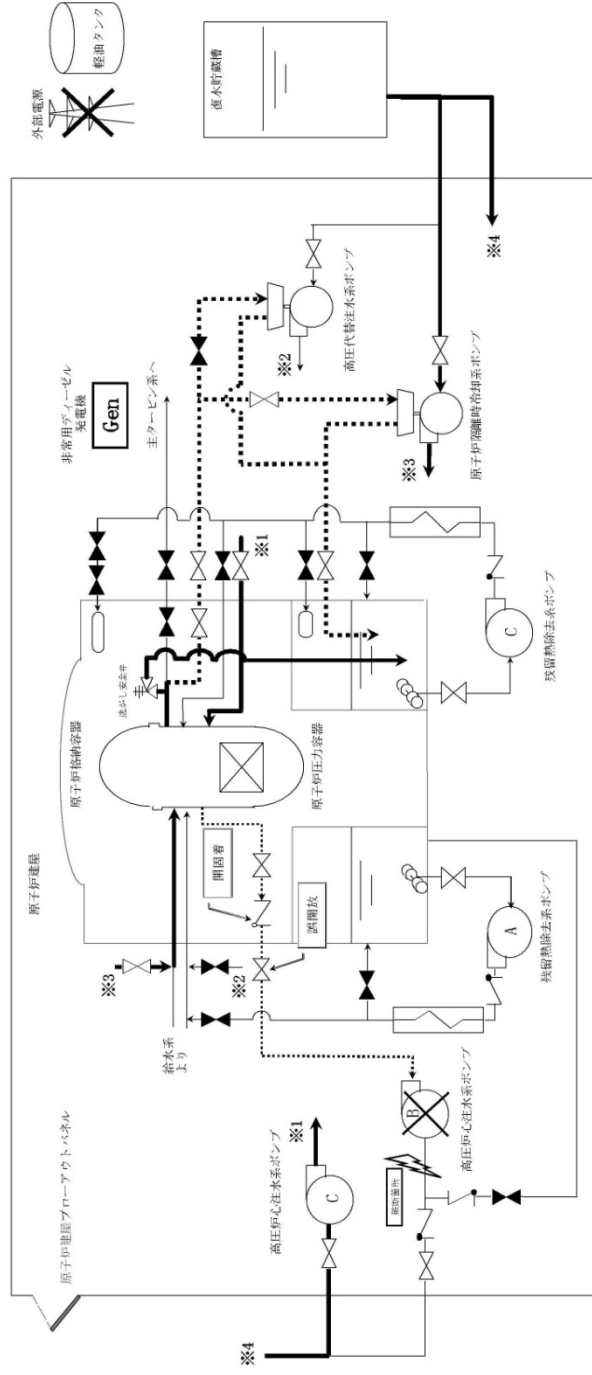
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」に対して有効である。</p>	<p>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、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」において、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び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）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」に対して有効である。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

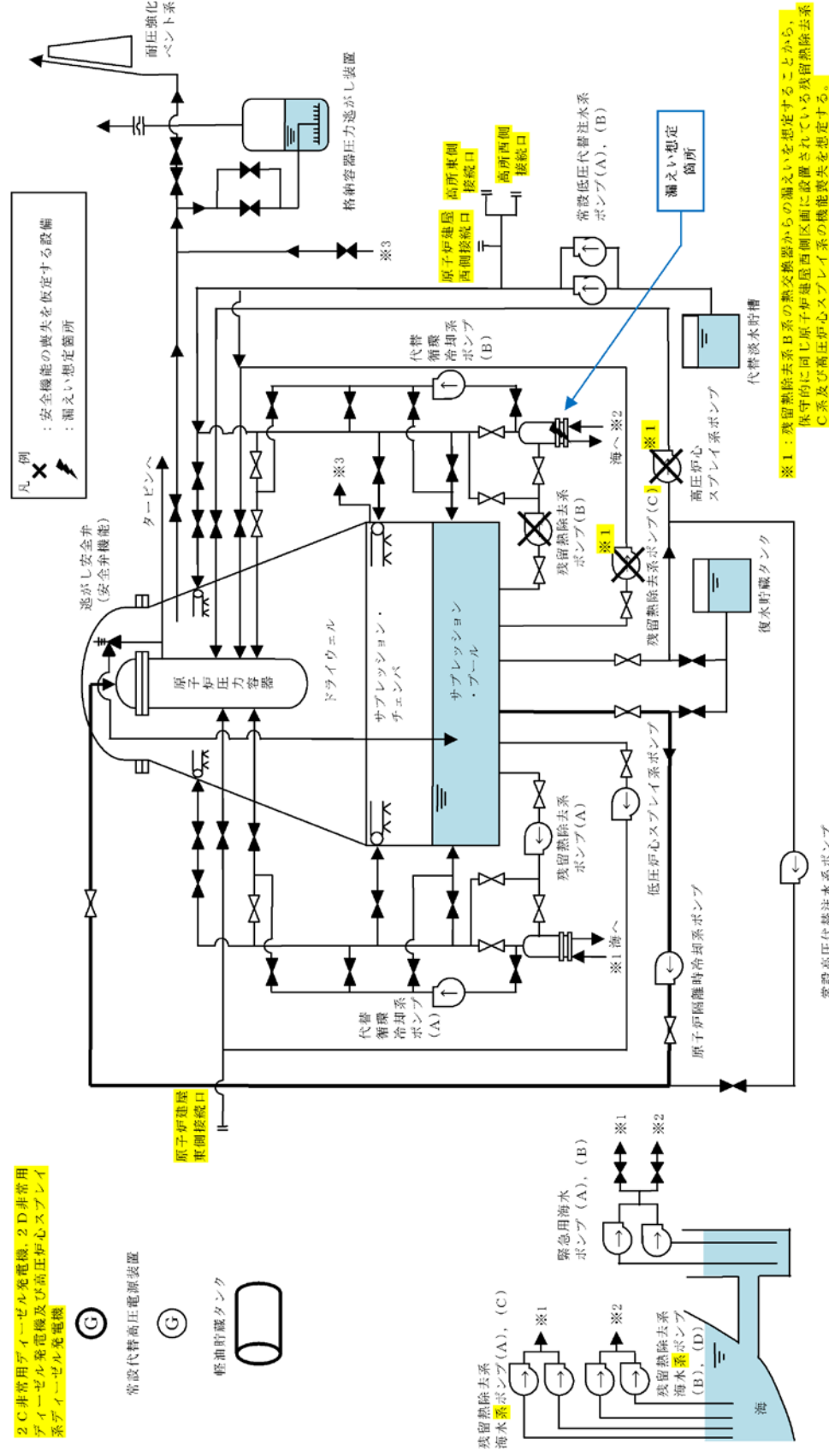
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考



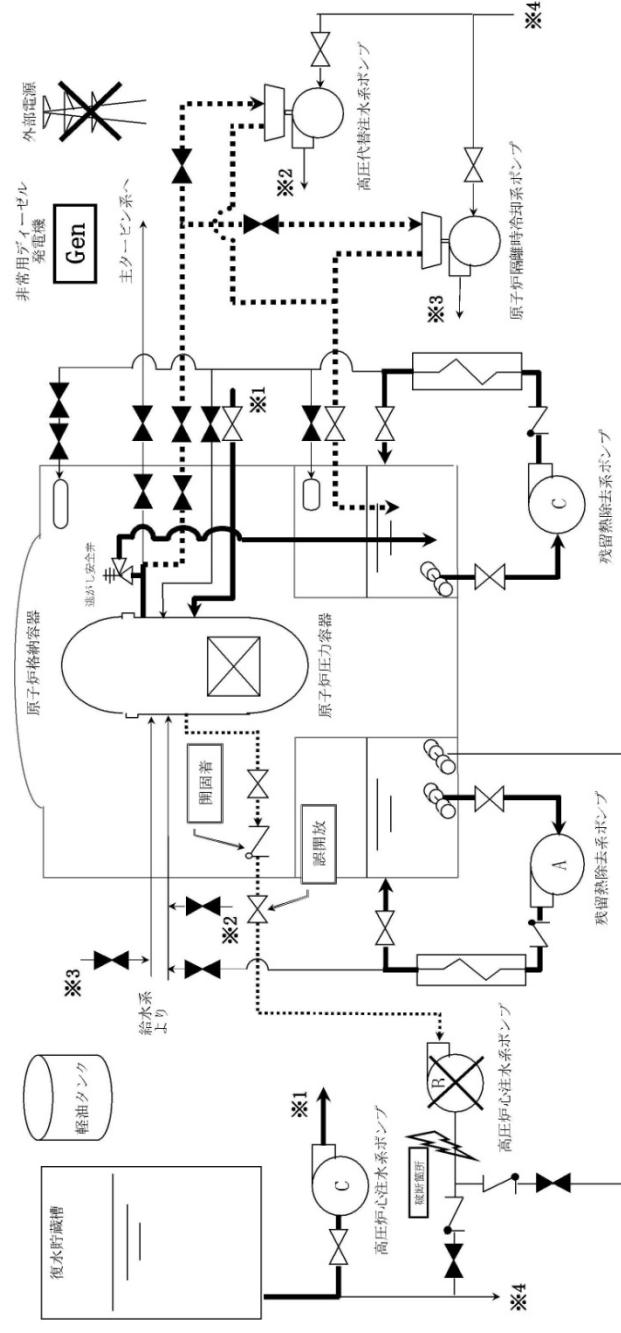
第 7.1.7-1 図 「格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)」の
 重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

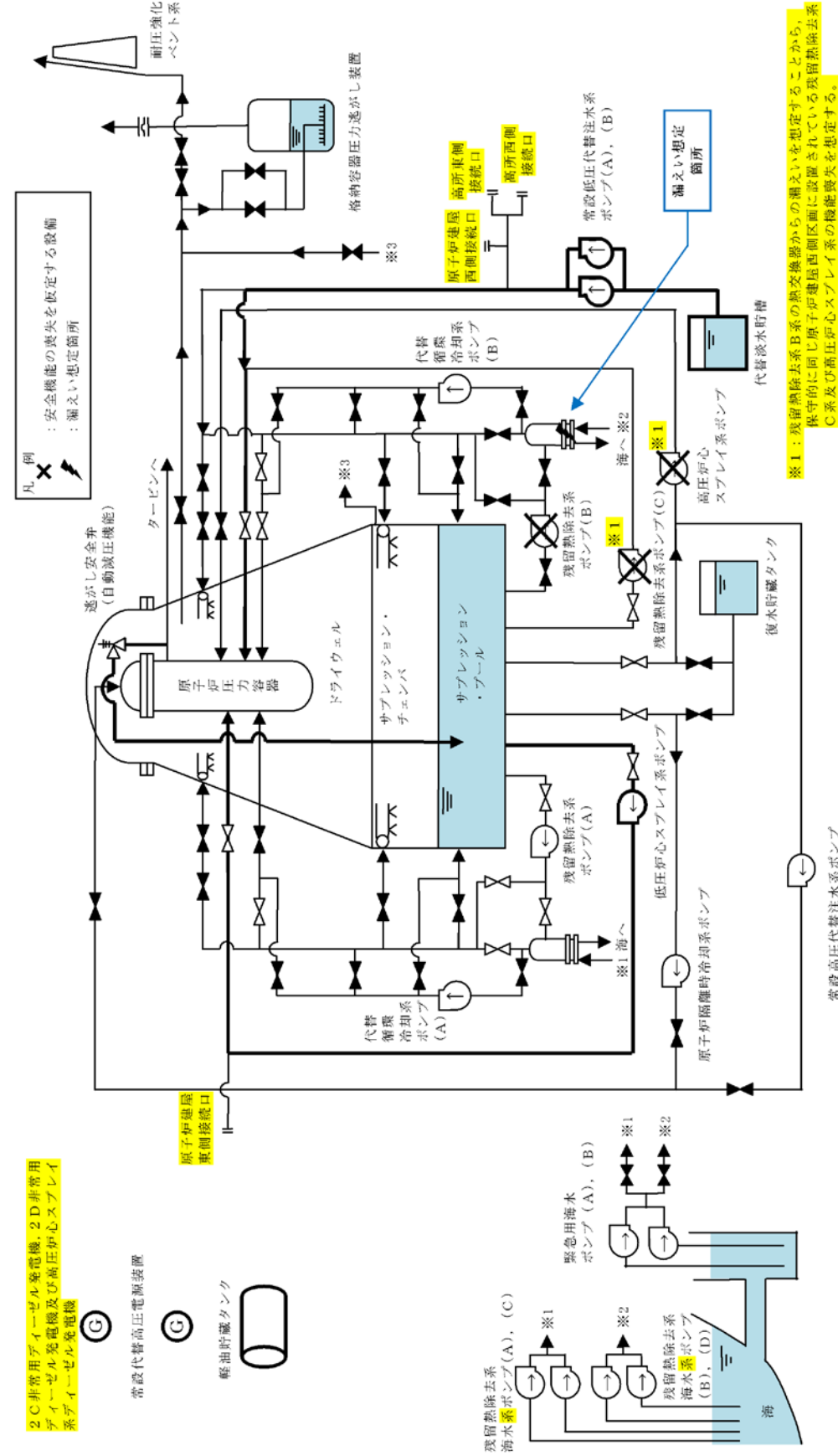
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



第 7.1.7-2 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の
 重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

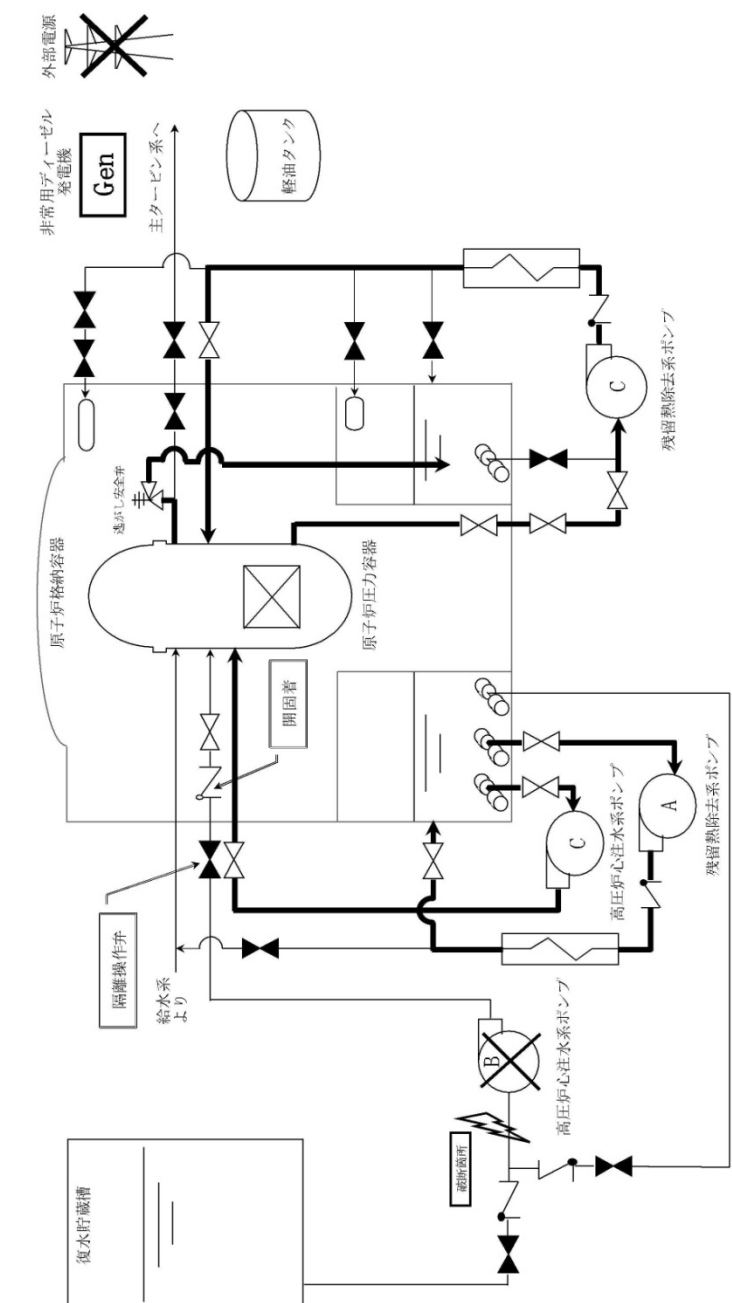
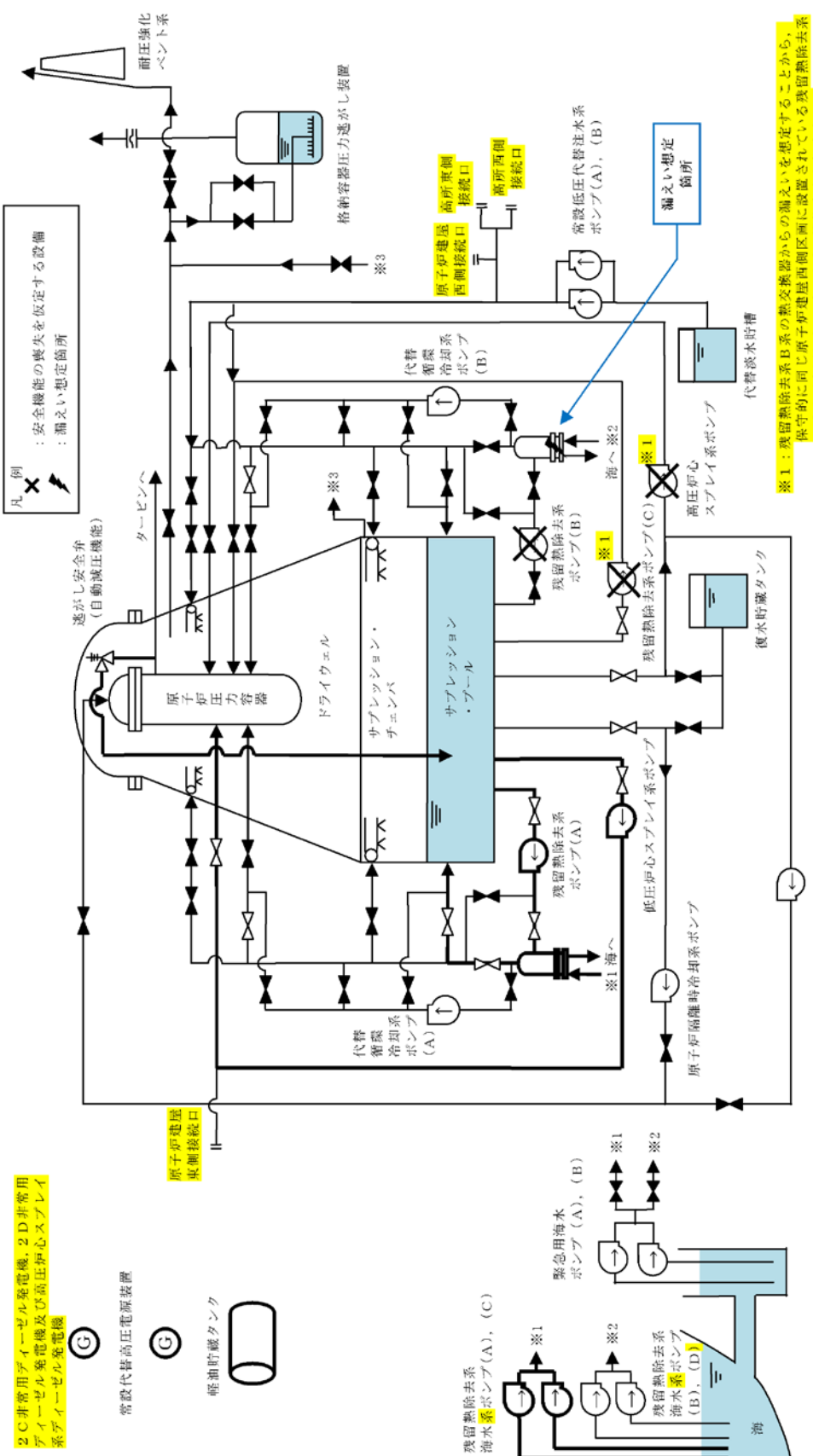
東海第二発電所

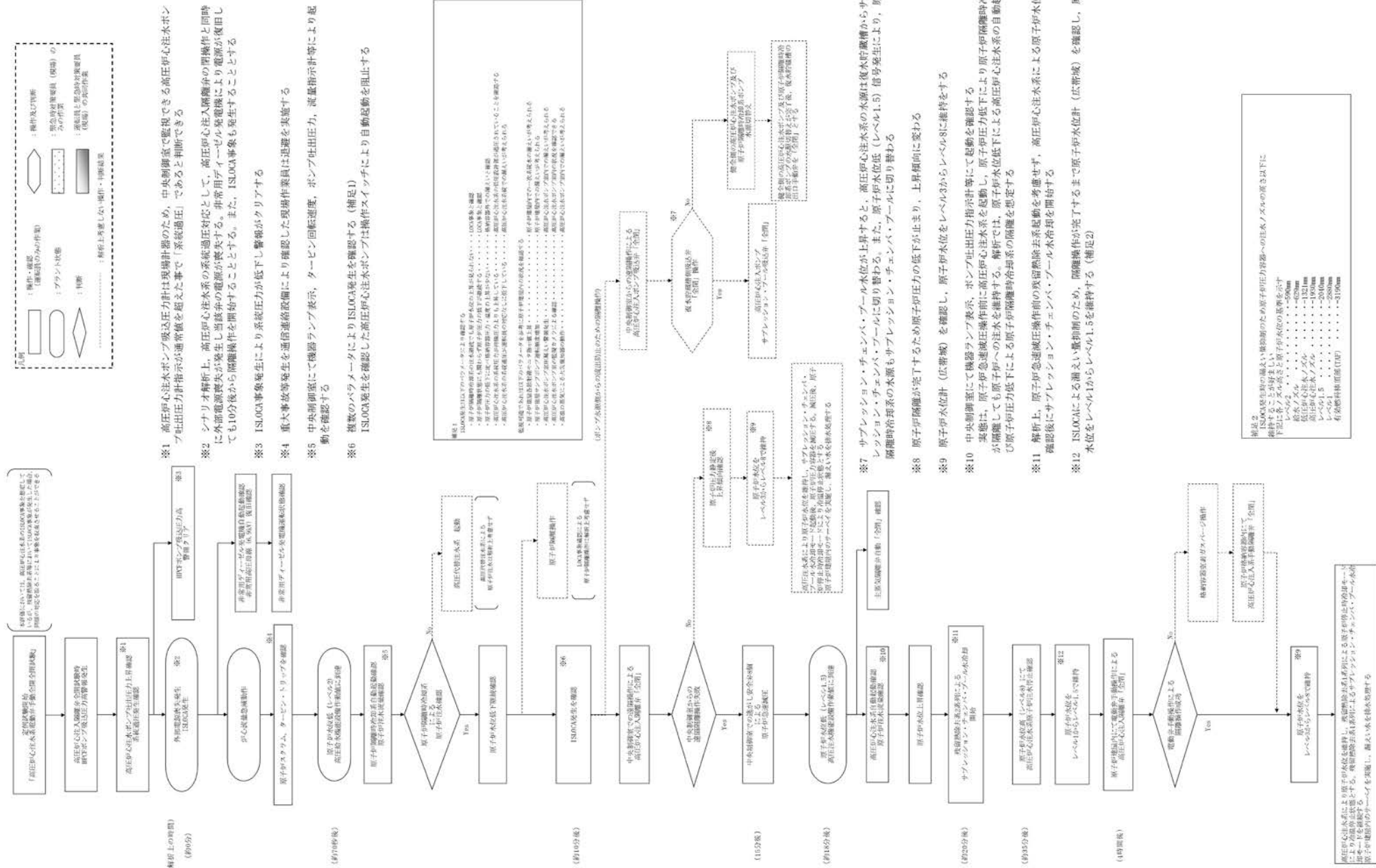


第 2.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイス系及び低圧代替注水系
 (常設) による原子炉注水段階)

備考

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.7-3 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)</p>	 <p>第2.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (隔離成功後の低圧炉心スプレイス系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)</p>	<p>備 考</p>

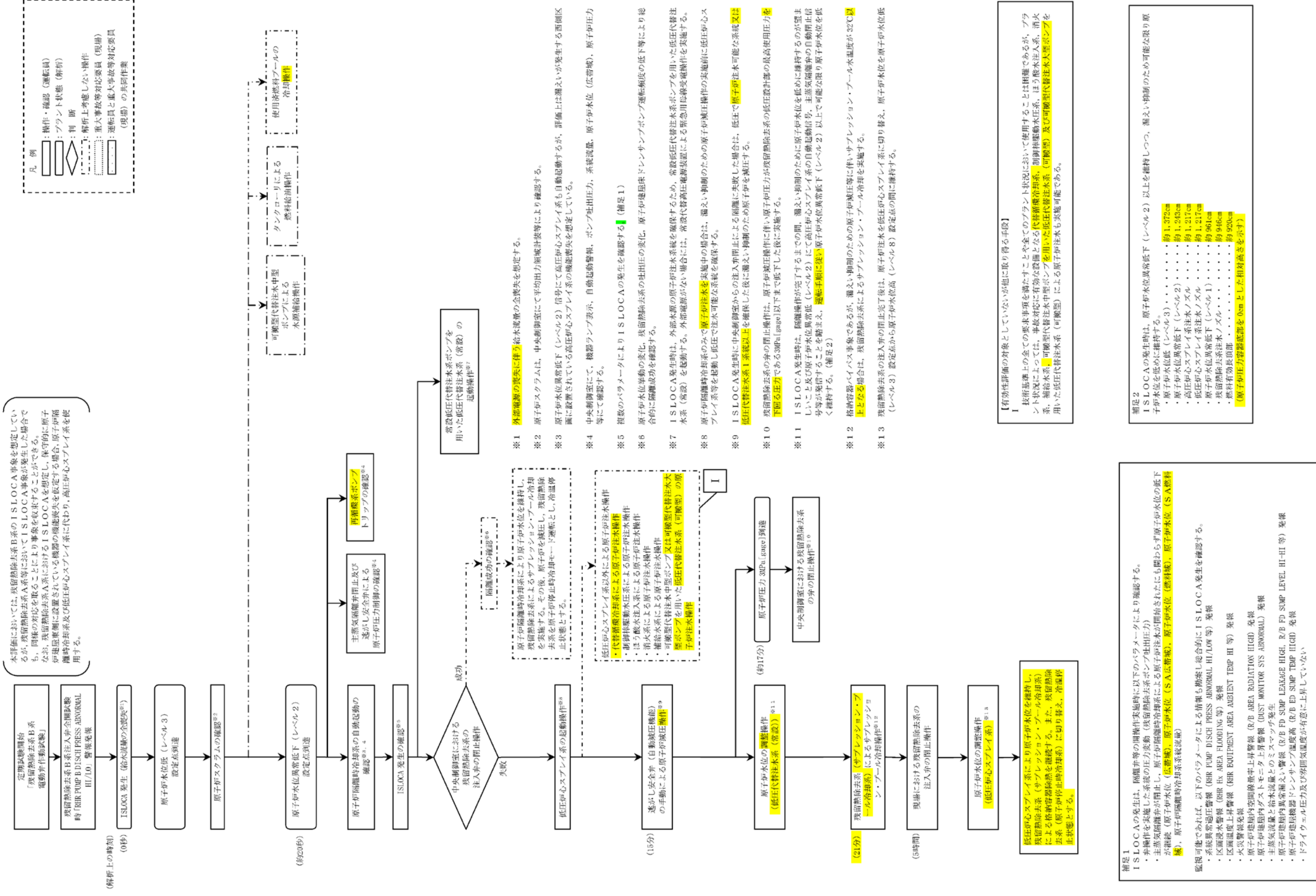


第7.1.7-4 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」 の対応手順の概要

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所

備考

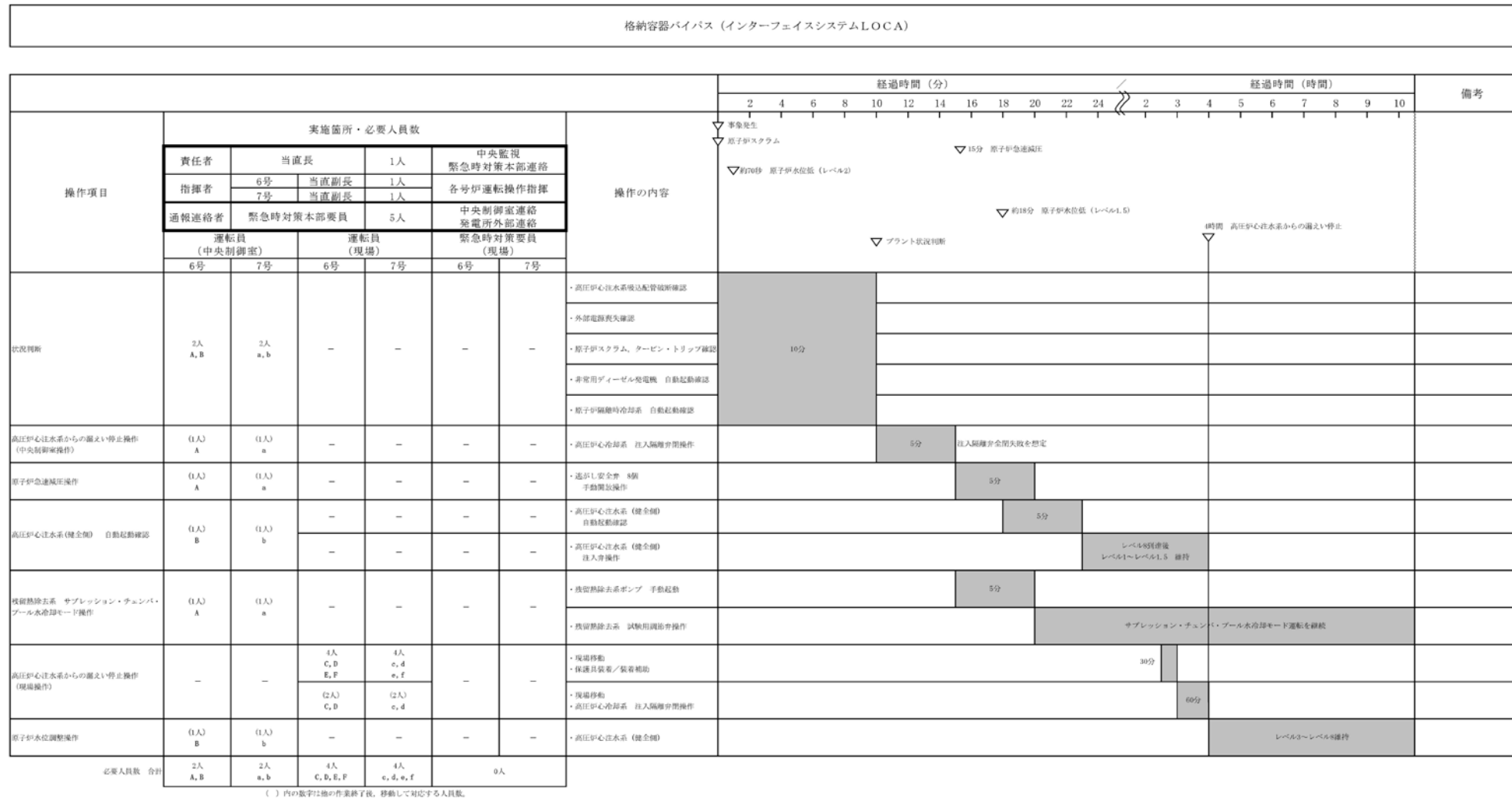


第 2.7-2 図 格納容器バイパス (I S L O C A) の対応手順の概要

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



第 7.1.7-5 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」 の作業と所要時間

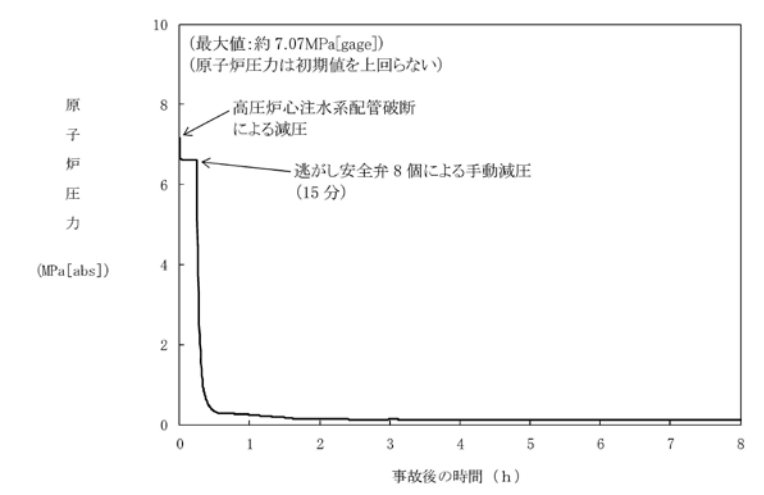
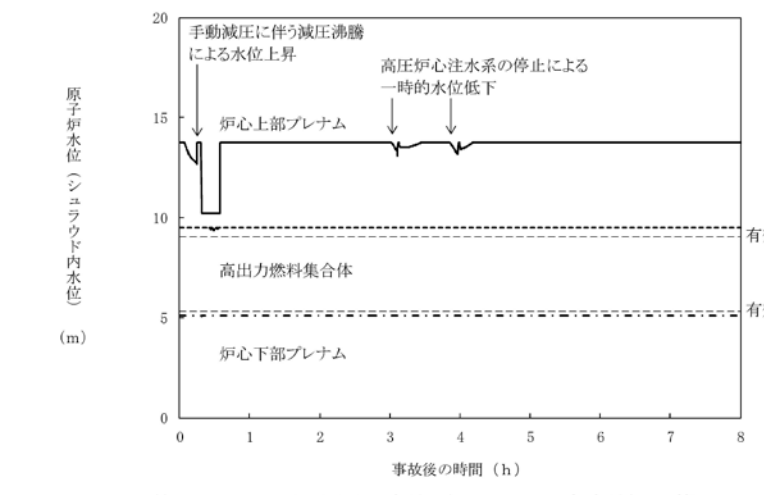
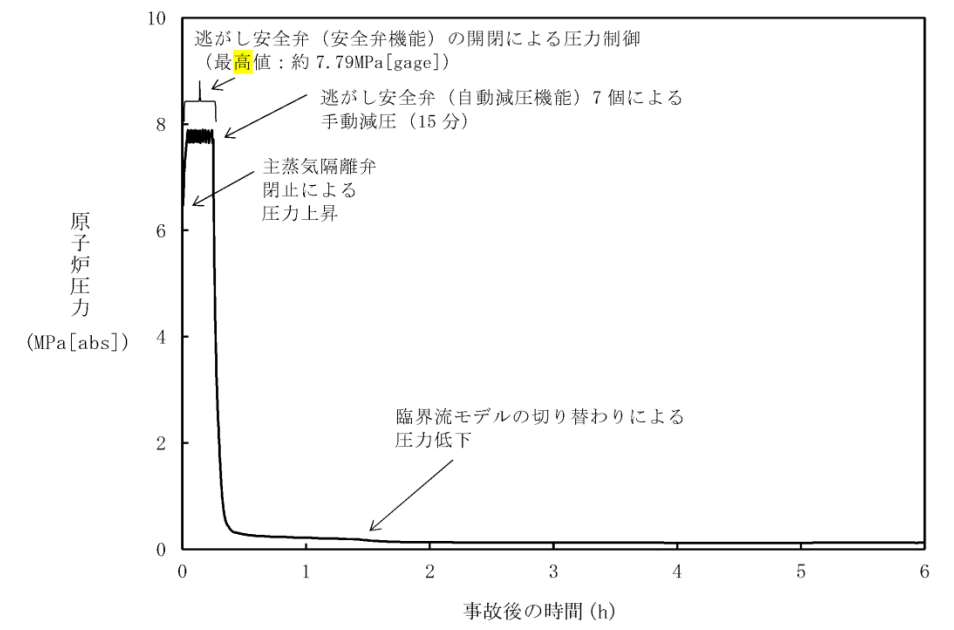
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (ISLOCA)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所				備考		
格納容器バイパス (ISLOCA)						
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間	備考
	責任者	当直副班長	1人			
	補佐	当直副班長	1人	運転操作指揮補佐		
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	1人	初期での指揮 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)			
				事象発生 原子炉スクラム 約20秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点到達 プラント状況判断 約15分 原子炉減圧開始 約17分 原子炉圧力3MPa [gage]到達	0 10 20 30 40 50 60 分	
状況確認	2人 A, B	-	-	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水装置全喪失の確認 ●ISLOCA発生の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系の注入弁の閉止操作 (失敗) ●残留熱除去系のレグシールポンプの閉止操作	2分	
常設代替高圧電源装置による緊急用電源の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用電源の受電操作	4分	
低圧炉心スプレイス系の起動操作	【1人】 A	-	-	●低圧炉心スプレイス系の起動操作	2分	
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個の手動開放操作	1分	
常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作	6分	
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系統 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水の調整操作	漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り低めに維持	
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系熱交換器出入口等の閉止操作	適宜実施	
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	-	3人 C, D, E	1人 a	●保護員装備/装備補助 ●残留熱除去系の注入弁閉止操作のための現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	115分	
原子炉水位の調整操作 (低圧炉心スプレイス系)	【1人】 B	-	-	●低圧炉心スプレイス系による原子炉水位調整操作	原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点に維持	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系統ポンプによる代替燃料プール注水系統 (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通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	
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	1人 a		20分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する

第2.7-3図 格納容器バイパス (ISLOCA) の作業と所要時間

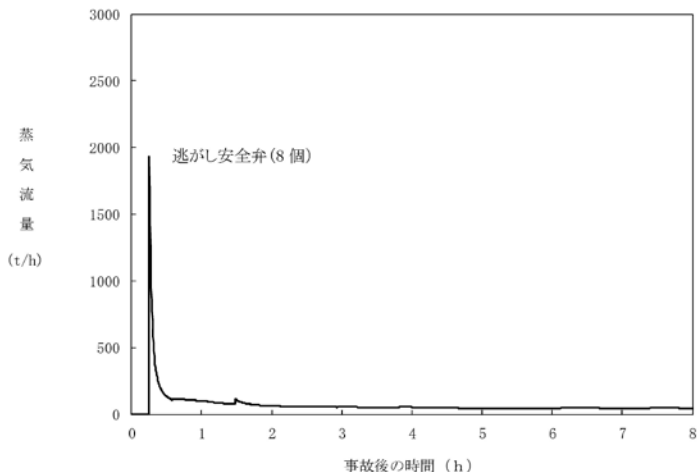
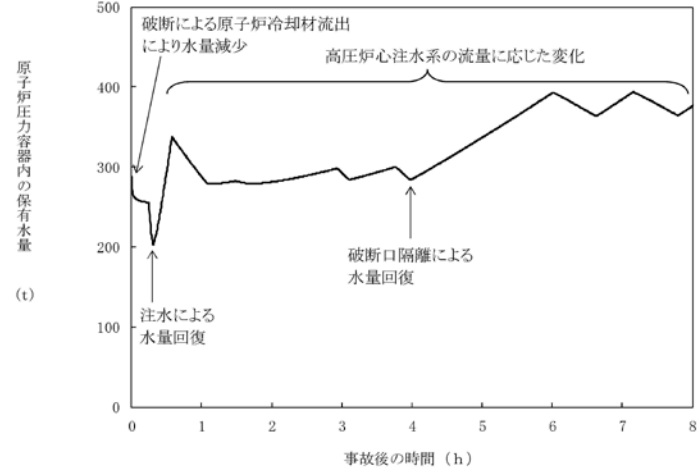
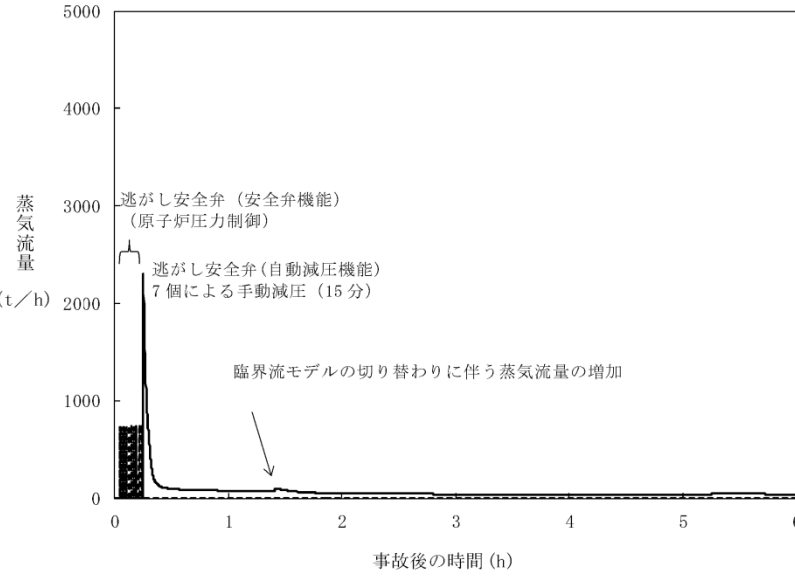
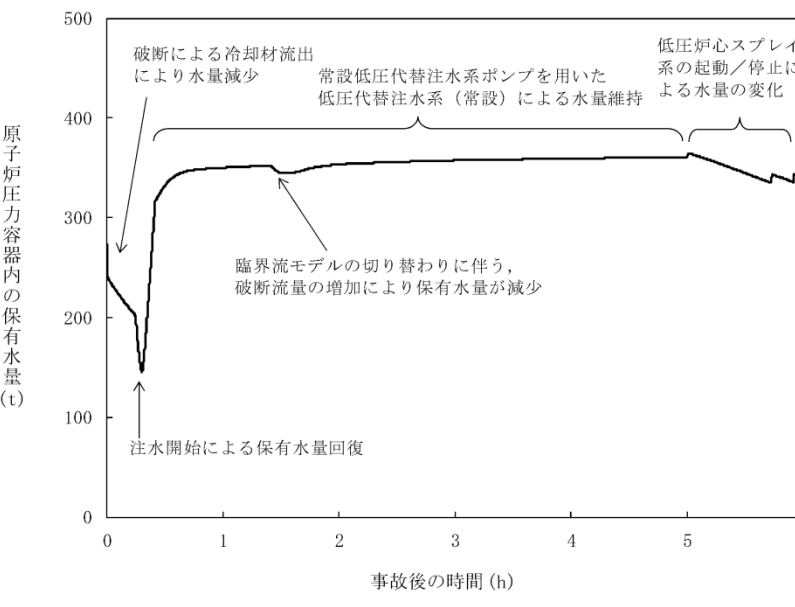
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.7-6 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.7-7 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> <p>10-7-1-466</p>	 <p>第2.7-4図 原子炉圧力の推移</p>	

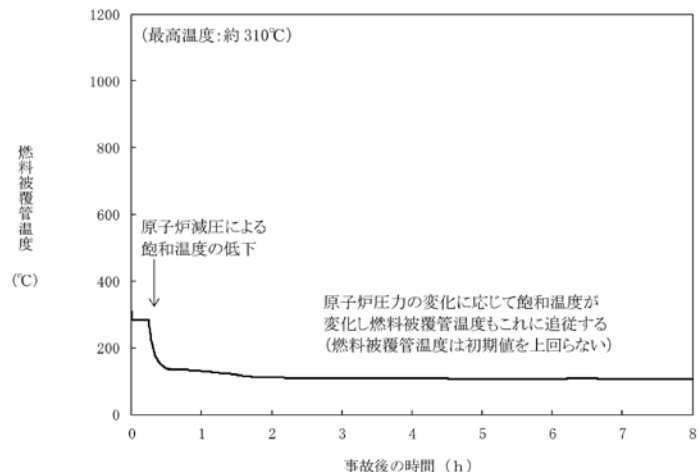
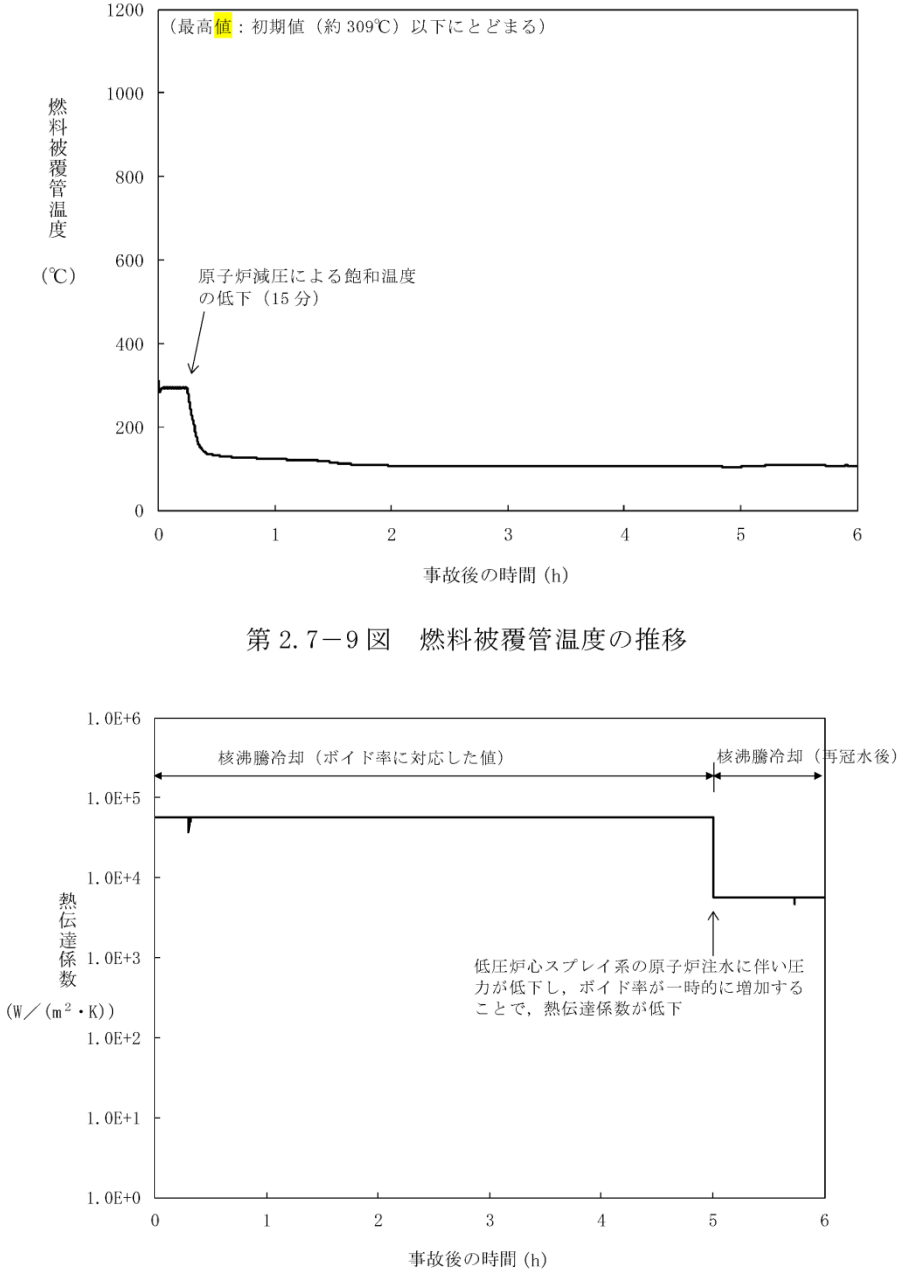
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.7-8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p> <p>第 7.1.7-9 図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-467</p>	<p>第2.7-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※</p> <p>第2.7-6図 注水流量の推移</p> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>

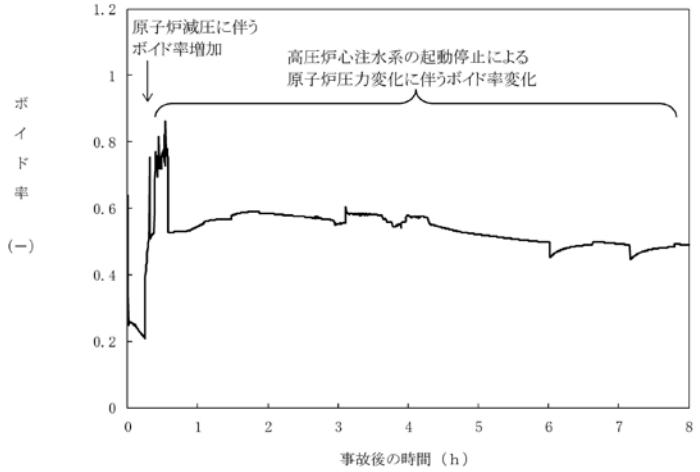
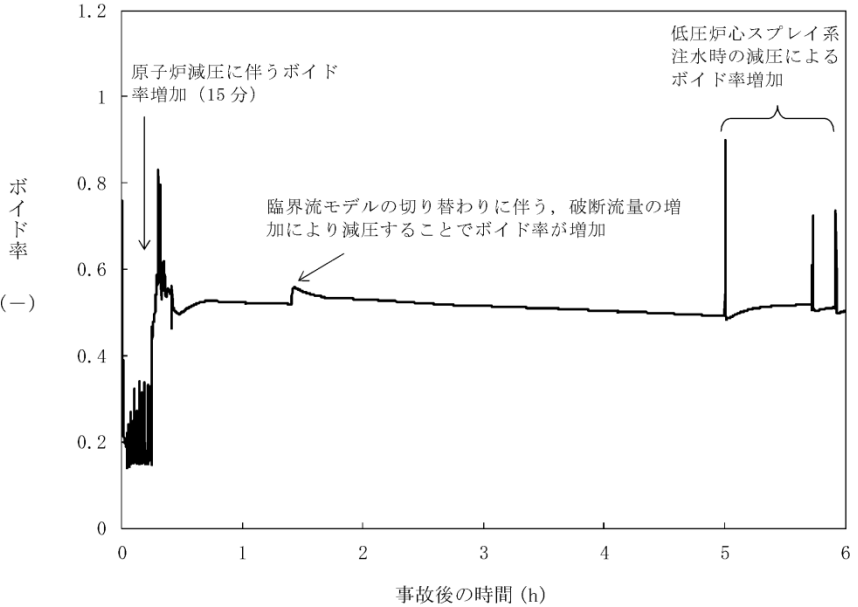
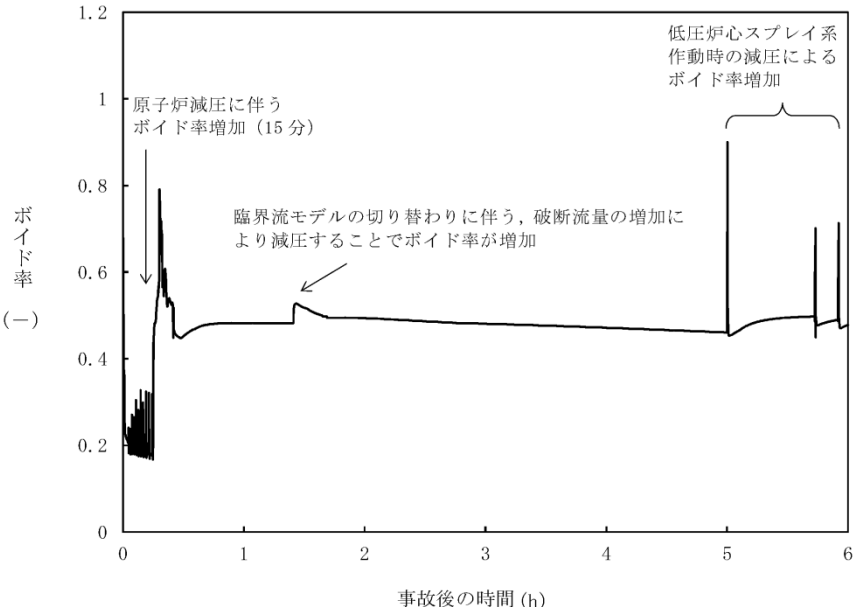
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.7-10図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第7.1.7-11図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-468</p>	 <p>第2.7-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第2.7-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7. 1. 7-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第 2. 7-9 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>第 2. 7-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第7.1.7-13図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	 <p>第2.7-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>  <p>第2.7-12図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

10-7-1-469

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="341 462 994 913" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="415 945 934 976" data-label="Caption"> <p>第 7.1.7-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> </div> <div data-bbox="341 1018 994 1470" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="489 1501 816 1533" data-label="Caption"> <p>第 7.1.7-15 図 破断流量の推移</p> </div> <div data-bbox="578 1669 727 1701" data-label="Text"> <p>10-7-1-470</p> </div>	<div data-bbox="1380 420 2181 976" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1484 997 2107 1039" data-label="Caption"> <p>第 2.7-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> </div> <div data-bbox="1380 1081 2181 1659" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1602 1680 1988 1711" data-label="Caption"> <p>第 2.7-14 図 破断流量の推移</p> </div>	

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第2.7-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス (インターフューズシステム LCCA)」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフューズシステム LCCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと検知された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフューズとなる配管のうち、隔離弁の閉鎖失敗等により低圧設計部分が遮断され破損することで、インターフューズシステム LCCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が漏れ出すことにより、原子炉冷却材のレベルが低下する。	原子炉隔離時冷却系	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉スクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機絶縁失敗後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SU) 起動領域モニタ 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
インターフューズシステム LCCA 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LCCA 発生を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外で指示の上昇 (破断面積が大きくなり漏れ量が多い場合は、運転員が対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が遮断されたことを確認し、インターフューズシステム LCCA が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を承認するが、高圧炉心注水系統の閉鎖時に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、格納容器からの漏れ量を抑制するため原子炉を急減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル1.5)で緊急停止の原子炉注水系統が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏れを抑制するため高圧炉心注水系がスクラムしたことを確認する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)

【 】：重大事故等対応設備 (設計基準記録)
 []：有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-323

第 2.7-1 表 格納容器バイパス (I S L O C A) における重大事故対策について (1/4)

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
I S L O C A の発生	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の設置等により、低圧設計部分が過圧されて破損すること、I S L O C A が発生する。 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	—
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点に到達したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁 (安全機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点に到達したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁 (安全機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。 	原子炉隔離時冷却系* サブレーション・チェンバ* 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 (代替再循環系) ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁 (安全機能)*	—	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A)
I S L O C A 発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 隔離弁の閉鎖に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等に I S L O C A が発生したことを確認する。 	—	—	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス (インターフープシステム L O C A)」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフープシステム L O C A 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと検知された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフープシステムとなる配置のうち、隔離弁の閉鎖失敗等により低圧設計部分が遮断され遮断することで、インターフープシステム L O C A が発生する。遮断箇所から原子炉冷却材が漏れ出すことにより、原子炉冷却材のレベルが低下する。	原子炉冷却材圧力バウンダリ	—	—
外部電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼルの発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力監視モニター 起動領域モニター
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機絶縁故障後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
インターフープシステム L O C A 発生確認	原子炉水位及び原子炉注水の低下により L O C A 発生を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉冷却材容器外での漏れを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇 (確認面積が大きく漏れ多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分の漏れを確認し、インターフープシステム L O C A が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 格納容器吐出圧力 (D P) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を實施するが、高圧炉心注入隔離弁の開閉作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、格納容器からの漏れ量を抑制するため原子炉を急減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA)
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル1.5)で緊急全弁の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、格納容器からの漏れを抑制するため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)

【 〇 】：重大事故等対処設備 (設計基準記録)
 【 〇 】：有効性評価上考慮しない機件

10-7-1-323

東海第二発電所

備考

第 2.7-1 表 格納容器バイパス (I S L O C A) における重大事故対策について (2/4)

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
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが、これに失敗する。 残留熱除去系ポンプのコントロールドライバを停止位置に固定するとともに、レグシールポンプを停止する。 	—	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (S A 広帯域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 *
低圧炉心スプレイ系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作の失敗後、中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。 外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼルの発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。 	低圧炉心スプレイ系 * サブレッション・チェンバ * 非常用ディーゼルの発電機 * 軽油貯蔵タンク	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 *
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧炉心スプレイ系の起動操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁 (自動減圧機能) * 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ	—	原子炉圧力 * 原子炉圧力 (S 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) の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> I S L O C A 発生の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動する。 外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替注水系電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替注水系 (常設) 装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用 M / C 電圧

* 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

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

第7.1.7-1表 「格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード) 運転	原子炉減圧に伴いサブプレッション・チェンバ・プールの水位が35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード運転を開始する。	—	サブプレッション・チェンバ・プールの水位 【残留熱除去系系流量】
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	燃料面所からの漏えい抑制を確認し、現場操作により高圧炉心注水系隔離操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系流量】 サブプレッション・チェンバ・プールの水位

【1】：重大事故等対処設備 (設計基準比準)

10-7-1-324

東海第二発電所

備考

第2.7-1表 格納容器バイパス (I S L O C A) における重大事故対策について (3/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)設定点以上に回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下(レベル2)設定点以上で可能な限り低めに維持する。 常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能となった後、低圧炉心サブレイ系による原子炉注水を停止する。 	低圧炉心サブレイ系* サプレッション・チェンバ* 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 非常用ディーゼル発電機* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心サブレイ系ポンプ吐出圧力*
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力が 3MPa [gage] 到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の電動弁の閉止操作を実施する。 	—	—	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) によるサブプレッション・プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プールの水温度が 32℃ 以上であることを確認する。 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・プールの冷却を実施する。 	残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系)* 残留熱除去系海水系* サプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	サプレッション・プールの水温度 残留熱除去系系流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

前ページと同じ

第7.1.7-1表 「格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCA）」の重大事故等対策について(2/2)

相違及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード）運転	原子炉急降減圧によりサブプレッション・チェンバ・プールの水温度が35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード）】	—	サブプレッション・チェンバ・プールの水温度 【残留熱除去系系統流量】
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	燃料貯蔵所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により高圧炉心注水系隔離操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。	【高圧炉心注水系隔離弁】	—	高圧炉心注水系隔離弁 【高圧炉心注水系隔離弁】
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【高圧炉心注水系】	—	高圧炉心注水系 【高圧炉心注水系隔離弁】 サブプレッション・チェンバ・プールの水温度

【1】：重大事故等対処設備（設計基準比準）

10-7-1-324

東海第二発電所

備考

第2.7-1表 格納容器バイパス（ISLOCA）における重大事故対策について（4/4）

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
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。	残留熱除去系注入弁*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（SA燃料域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイス）	・残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイスにより原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。	低圧炉心スプレイス* サブプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧炉心スプレイス系流量*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	-
原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータースカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A 型)	-
最大線出力密度	44. 0kW/m	設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

10-7-1-325

東海第二発電所

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa [gage]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータースカート下端から+126cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A 型)	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約 1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd/t 以下となるよう燃料を配置する)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象 高压炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は 10cm ²	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定
	安全機能の喪失に対する仮定 インターフェースシステム LOCA が発生した側の高压炉心注水系の機能喪失	インターフェースシステム LOCA が発生した側の高压炉心注水系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定

10-7-1-326

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (2/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象 残留熱除去系 B 系 熱交換器フラランジ部に 約 21cm ² の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果、I S L O C A により系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため、加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フラランジ部に対して、保守的に弁開放直後の圧力ピーク値 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続的に負荷され、かつガスクケットに期待しないことを想定した場合は破断面積を設定 (添付資料 2.7.2)
	安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系 B 系の機能喪失	I S L O C A が発生した系統の機能喪失を設定
	外部電源	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高压炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定 給復水系が停止すること、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し、再循環系ホップトリップが原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生するものとする

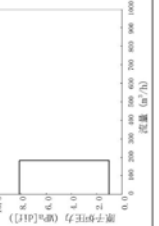
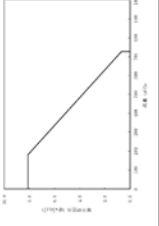
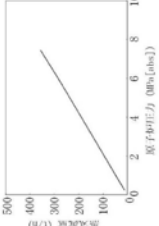
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

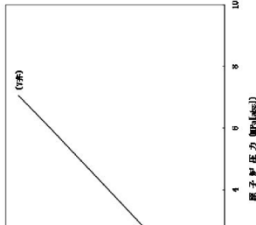
第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA) (3/4))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間：2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開 することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの 蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉 圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-327

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間：1.05 秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉止	設計値を設定
A T W S 緩和設備 (代替再 循環系ポンプトリップ機 能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で全台トリッ プ (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個あたり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個あたり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個あたり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個あたり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個あたり)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高め に維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に 到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において 高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を 実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳し い条件となる
逃がし安全弁	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を開放すること による原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関 係から設定

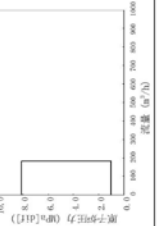
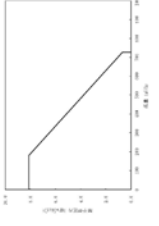
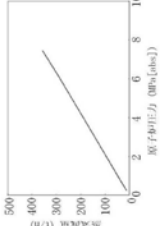
重大事故等対策に関連する機器条件

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA) (3/4))

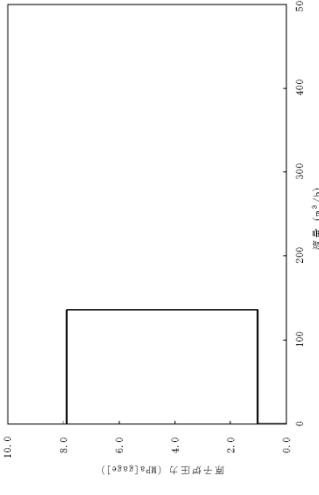
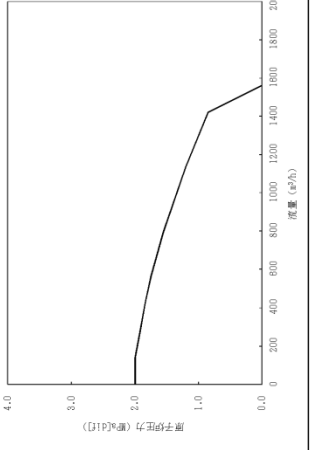
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間：2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開 することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの 蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉 圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-327

東海第二発電所

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで 回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の 範囲に維持 原子炉減圧操作と同時に注水停止 ・注水流量：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04MPa [gage]~7.86MPa [gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧 力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
低圧炉心スプレイ系	原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低 (レベ ル3) 設定点まで回復した1分後に注水停止 残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し、 原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から 原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h~1,561m ³ /h ・注水圧力：0MPa [dif]~1.99MPa [dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析 で用いる最小流量特性を設定 

重大事故等対策に関連する機器条件

備考

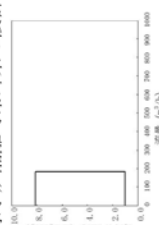
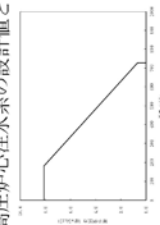
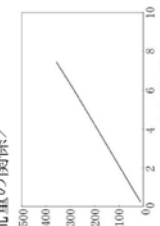
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

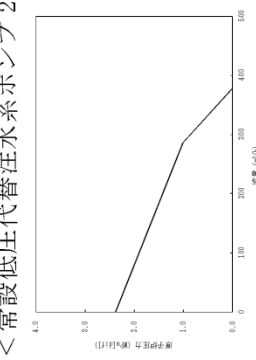
前ページと同じ

第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA) (3/4))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間：2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa[diff]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) 設定点まで回復した以降に、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点以上に維持現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の1分後に注水停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2台) ・注水流量：0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力：0MPa[diff]~2.38MPa[diff]	条件設定の考え方 炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性> 

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.1.7-2 表 主要解析条件(格納容器バイパス(インターフェースシステム LOCA)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	インターフェースシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生15分後を設定
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	破断面積 10cm ² のインターフェースシステムLOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

10-7-1-328

第 2.7-2 表 主要解析条件(格納容器バイパス (I S L O C A)) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイスによる原子炉注水操作）	運転手順に基づき、I S L O C A の発生を確認し、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に、原子炉圧力容器からの漏えいを抑制するために実施することから、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイスの起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から 5 時間後	原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して 5 時間後に閉止操作が完了するものとして設定