

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（取水機能が喪失した場合））

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 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>7.1.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>7.1.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「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（取水機能が喪失した場合）」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，取水機能の喪失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。また，取水機能の喪失を想定することから，あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは，取水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，取水機能に対する重大事故等対策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による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及</p>	<p>7.1.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」は，崩壊熱除去機能の喪失に至る要因により「取水機能が喪失した場合」又は「残留熱除去系が故障した場合」に分類される。</p> <p>7.1.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>7.1.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「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，「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＋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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失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のうち取水機能が喪失した場合については，取水機能の喪失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，取水機能に対する重大事故等対策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取水機能が喪失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ると</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</p> <p>・記載箇所の違い（東海第二でも運転員等操作の観点ではSBOを想定）</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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）によ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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、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）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.4.1-1図から第7.1.4.1-4図に、手順の概要を第7.1.4.1-5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.4.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名である。</p> <p>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について第7.1.4.1-6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、28名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p>	<p>ともに、代替の海水取水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」のうち取水機能が喪失した場合において、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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール水冷却系）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7.1.4.1-1図に、対応手順の概要を第7.1.4.1-2図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の手順と設備との関係を第7.1.4.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員18名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行う当直運転員4名、通報連絡等を行う災害対策要員2名及び現場操作を行う重大事故等対応要員10名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第7.1.4.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、初動対応要員18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>・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、常設の重大事故等対処設備である緊急用海水系に期待することから、参集要員は不要</p> <p>・東海第二でも、外部電源が喪失した場合のSBO確認も含めて10分間の状況判断にを設定していること</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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 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。 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。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p>	<p>b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 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するとともに，再循環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，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系） 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。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。 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，燃料域）等である。</p> <p>d. 取水機能喪失の確認 サプレッション・プール水温度が32℃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残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し，取水機能喪失を確認する。 取水機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系海水系系統流量等である。 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介して非常用母線を受電する。</p> <p>e. 残留熱除去系海水系の回復操作 取水機能喪失の確認後，残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。</p> <p>f. 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 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，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。 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等である。</p> <p>g. 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 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。</p>	<p>から，実態として違いはない。</p> <p>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，低压代替注水系（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2台を手動起動する。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水弁）が開動作可能であることを確認する。低压代替注水系（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>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し，サプレッション・チェンバのプール水の熱容量温度制限により，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速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. 低压代替注水系（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，原子炉圧力が低压代替注水系（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>低压代替注水系（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>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13.7kPa[gage]到達後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）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>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</p>	<p>h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧</p> <p>常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，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弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（常設））</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により，原子炉圧力が常設低压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（低压代替注水系（常設））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。</p>	<p>・手順の違い。東海第二では代替格納容器スプレイは279kPa[gage]にて実施する。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>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. 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 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（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。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>h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，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。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，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。</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>7.1.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「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，逃がし安全弁再閉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」である。 なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p>	<p>j. 緊急用海水系を用いた海水通水操作 取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。 緊急用海水系を用いた海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。</p> <p>k. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 緊急用海水系の起動後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を起動し，格納容器除熱を実施する。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停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。</p> <p>l. 使用済燃料プールの冷却 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>以降，残留熱除去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）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を継続的に実施する。</p> <p>7.1.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「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維持される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」である。また，運転員等操作においては，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び外部電源喪失についても考慮する。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、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 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 7.1.4.1-2 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 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 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</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、高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には、炉心冷却に成功する。また、中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では、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も違いはない。このため、代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。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（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>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、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、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 7.1.4.1-2 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 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 取水機能の喪失により、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 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。しかし，本評価では，事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により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 本解析においては，取水機能の喪失を仮定しており，原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なしを仮定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。</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，タービン蒸気加減弁急速閉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) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p>	<p>(c) 外部電源 外部電源はあるものとする。 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，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。</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（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） ATWS緩和設備（代替原子炉再循環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，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁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>・東海第二では，原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに，運転員等操作の観点では外部電が無い場合を考慮している。</p> <p>（・外部電源の有無の想定の違いに起因する相違点）</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（取水機能が喪失した場合））

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) 低圧代替注水系（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、低圧代替注水系（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>(e) 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>(f) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>(g) 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） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>(h) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p>	<p>(f) 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、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、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。残留熱除去系の準備完了後、原子炉水位高（レベル 8）設定点到達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停止する。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(g) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし、0m³/h～1,676m³/h（0MPa[dif]～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、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）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。</p> <p>(h) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10³t/h の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95%をドライウェルへ、5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切り替える。</p> <p>(i) 緊急用海水系 残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は、約 24MW（サプレッション・プール水温 100℃、海水温度 32℃において）とする。</p>	<p>（・東海第二では、代替格納容器スプレイ冷却系ではなく、ESWを用いたRHRスプレイに期待している）</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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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) 交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達する事象発生から約3時間後に開始する。</p> <p>(d) 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、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。</p> <p>(e) 代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から20時間後に開始する。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から20時間後に開始する。</p> <p>(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後に開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※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7.1.4.1-7図から第7.1.4.1-12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、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7.1.4.1-13図から第7.1.4.1-18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7.1.4.1-19図から第7.1.4.1-22図に示す。 ※1 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</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（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（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、運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。</p> <p>(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱は、格納容器圧力が279kPa [gage] に到達した場合に実施する。また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点に到達した場合は、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）による原子炉注水を停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）[※]、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7.1.4.1-4図から第7.1.4.1-8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7.1.4.1-9図から第7.1.4.1-14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7.1.4.1-15図から第7.1.4.1-18図に示す。 ※ 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</p>	<p>・東海第二では、運転手順に基づき設定している。また、代替交流電源からの給電開始時間についても、運転手順に基づく操作時間を考慮している。</p> <p>・上記同様、運転手順に従い設定しているが、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準にて設定している。(RHR スプレイの実施基準は245kPa[gage])</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</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。</p> <p>事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開することで実施する。</p> <p>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が低下し、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>平均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事象発生から20時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>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、原子炉はスクラムする。その後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、炉心の冠水が維持される。</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時間後にサブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による原子炉減圧を実施する。</p> <p>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が低下するが、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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生する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徐々に上昇する。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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始することにより、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。</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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.4.1-13 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 427℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均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7.1.4.1-7 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代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、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 0.30MPa[gage]及び約 143℃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7.1.4.1-8 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約 4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、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>7.1.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失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</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第7.1.4.1-9 図に示すとおり、炉心の冠水が維持され、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。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7.1.4.1-4 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7.1.4.1-15 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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生後の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[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7.1.4.1-16 図に示すとおり、事象発生後の約 13 時間後に最高値の約 141℃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7.1.4.1-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却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し、その後、約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水を開始することで、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7.1.4.1-15 図及び第7.1.4.1-16 図に示すように、残留熱除去系による格納容器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>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、「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>7.1.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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>本重要事故シナリオでは、原子炉隔離時冷却系により炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施す</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、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代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</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 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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃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り燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（原子炉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）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）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>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）の手動操作による原子炉減圧（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）並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「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 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、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> <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緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱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緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、実験解析では熱伝達モデルの保守性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ため、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、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 7.1.4.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したもの</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ーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。</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、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。</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>(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 7.1.4.1-2 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</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳し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、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により炉心は露出するものの、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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 に対応したものであるとしており、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>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</p>	<p>対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、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。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。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）の起動準備操作並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱の時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、外部電源がない場合でも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 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、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>・東海第二では、外部電源ありを想定しているが、運転員等操作の観点では外部電が無い場合を考慮していることから、実態として違いはない。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳し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，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から70分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作は約30分間で完了可能であり，解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから，低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。</p> <p>これにより，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが，当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に，原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり，原子炉水位維持の観点では問題とならない。</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事象発生から約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況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，原子炉水位維持の点では問題とならない。</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13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）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，</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>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）の手動操作による原子炉減圧（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，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度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く，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，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。</p>	<p>・東海第二では，原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに，運転員等操作の観点では外部電が無い場合を考慮している。</p> <p>・操作条件設定の考え方の違いに起因する相違</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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>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13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、運転員等操作時間に与える影響はない。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>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は約30分で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、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、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達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>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、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く、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、並列して実施する場合は原子炉水位の調整操作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。</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）の手動操作による原子炉減圧（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、実態の操作開始時間は解析上の設定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から、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24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ることから、時間余裕がある。 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、低圧代替注水系（常設）への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24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ることから、時間余裕がある。 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5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。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、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18時間以上の余裕があることから、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>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、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大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>(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）の手動操作による原子炉減圧（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、原子炉隔離時冷却系による注水継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。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、事象発生約13時間後に実施するものであり、準備時間が確保できるため、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。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>	

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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、「7.1.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28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>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（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3,500m³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7,000m³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>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。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。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象</p>	<p>7.1.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合の重大事故等対策に必要な初動対応要員は、「7.1.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名であり、災害対策要員の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資材の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において、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、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620m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約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>b. 燃 料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の継続が可能である。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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643kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約100kL）にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号炉で約1,649kW、7号炉で約1,615kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失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（取水機能が喪失した場合）」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、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低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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（取水機能が喪失した場合）」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。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水、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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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ことにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、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3,173kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の連続定格容量は5,520kW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>7.1.4.1.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合では、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」の取水機能が喪失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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）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「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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することにより、炉心の著しい損傷を防止することができる。</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>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。</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，低圧代替注水系（常設），代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（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（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</p>	<p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力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>重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7日間以上の供給が可能である。</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」の取水機能が喪失した場合において，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）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「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失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7.1.4.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」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	計装設備
全発電機出力喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全発電機出力喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	-	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】 所内蓄電式直流電源設備	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉隔離時冷却系 (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 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	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回復する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	-	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替直流電源設備による交流電源供給後、復水停止ポンプを起動し、逃がし安全弁2個による自動減圧を行う。	常設代替直流電源設備 復水停止ポンプ	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統 (SA)
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリ (44L, 166L)	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) による原子炉格納器冷却	原子炉水位が、原子炉水位高 (レベル8) に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) により原子炉格納器冷却を開始する。格納容器スプレッド中に原子炉注水が原子炉水位低 (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) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッドを再開する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリ (44L, 166L)	-	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 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統 (SA)
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	常設代替直流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉隔離時冷却系を介した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)】 軽油タンク	-	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プール水位
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	サブプレッジョン・チェンバ・プール水位が、真空破断装置-1aに到達した場合、低圧代替注水系 (常設) による注水を停止し、残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	-	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プール水位

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

第7.1.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における重大事故等対策について (1/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	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
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* 主蒸気隔離弁* A.T.W.S.緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁 (安全機能)* 原子炉隔離時冷却系*	-	原子炉水位 (広帯域、燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域、SA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 (SA)
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"> 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) の間に維持する。 	-	-	原子炉水位 (広帯域、燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域、SA燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量
取水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッジョン・プール水温度が 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ジョン・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。 以上により、取水機能喪失を確認する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	-	サブプレッジョン・プール水温度* 残留熱除去系海水系系統流量* M/C 2C電圧* M/C 2D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

前ページと同じ

第 7.1.4.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」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	計装設備
全空送動力電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全空送動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	-	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 所内蓄電式直流電源設備	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 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	高圧代替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回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	-	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替直流電源設備による交流電源供給後、復水貯蔵槽ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁 復水貯蔵槽ポンプ	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (RRR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
低圧代替注水 (常設) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替直流電源設備 復水貯蔵槽ポンプ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 機) タンクローリ (4KL, 16KL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (RRR B 系代替注水流量) 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	原子炉水位が、原子炉水位高 (レベル 8) に到達した場合は、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、格納容器スプレイ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。	常設代替直流電源設備 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 (4KL, 16KL)	格納容器内圧力 (D/B) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (RRR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード) 運転	常設代替直流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉種間の冷却系を介した残留熱除去系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する。	【残留熱除去系】 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード) 軽油タンク	代替原子炉種間冷却系 タンクローリ (4KL, 16KL)	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧代替注水系統流量】 原子炉水位 (SA)
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位が、真空破損設置 -1a に到達した場合は、低圧代替注水系 (常設) による注水を停止し、残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	常設代替直流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉種間冷却系 タンクローリ (4KL, 16KL)	【高圧代替注水系統流量】 原子炉水位 (SA)

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

第 7.1.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における重大事故等対策について (2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系海水系の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失の確認後、残留熱除去系の回復操作を実施する。 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、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。 	-	-	-
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 サブプレッジョン・プールの水温度がサブプレッジョン・プールの熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は 65°C) 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) の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 	常設低圧代替注水ポンプ 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力 緊急用 M/C 電圧
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	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 サブプレッジョン・プールの水温度がサブプレッジョン・プールの熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は 65°C) 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) の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 	可搬型代替注水中型ポンプ ホイールローダ	-	代替注水貯槽水位
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧	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*	-	-	サブプレッジョン・プールの水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)

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

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

前ページと同じ

第7.1.4.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」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	計装設備
安全運動力電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	-	平均出力調整モニタ 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】 所内蓄電式直流電源設備	-	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉水位 (SA) 原子炉注水 (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	高圧注水機能喪失後、高圧代替注水系統を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水貯蔵槽 常設代替交流電源設備	-	原子炉注水 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを起動し、逃がし安全弁2個による自動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	-	原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (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	原子炉急減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の高圧注水ポンプを起動し、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。	常設代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリ (44L, 164L)	-	原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (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	原子炉水位が、原子炉水位高 (レベル8) 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開始する。格納容器スプレッド冷却系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) まで回復する。原子炉注水を停止し、格納容器スプレッド冷却系を再開する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリ (44L, 164L)	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉注水 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA) 復水貯蔵槽水位 (SA)
残留熱除去系 (サブプレッショ・プールの冷却モード) 運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉隔離時冷却系 (サブプレッショ・プールの冷却モード) による原子炉注水を開始する。	【残留熱除去系 (サブプレッショ・プールの冷却モード)】 タンクローリ (44L, 164L)	-	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッショ・プールの冷却モード 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 【残留熱除去系系統流量】 原子炉注水 (SA)
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	サブプレッショ・プールの冷却モードによる原子炉注水モードに到達した場合、低圧代替注水系統 (常設) による注水を停止し、残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	代替原子炉隔離時冷却系 タンクローリ (44L, 164L)	-	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッショ・プールの冷却モード 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 【残留熱除去系系統流量】 原子炉注水 (SA)

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

第7.1.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における重大事故等対策について (3/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系統 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系統 (常設) からの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。 取水機能喪失の確認後、緊急用海水系を起動する。 緊急用海水系を用いた海水通水操作 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 	常設低圧代替注水系統ポンプ 代替注水貯槽 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、燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域、SA燃料域) 低圧代替注水系統流量 代替注水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 低圧代替注水系統流量 サプレッショ・プールの冷却モード* ドライウェル圧力* サプレッショ・プールの冷却モード*
使用済燃料プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	緊急用海水系 常設代替注水高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	緊急用海水系流量 (残留熱除去系) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 低圧代替注水系統流量 サプレッショ・プールの冷却モード* ドライウェル圧力* サプレッショ・プールの冷却モード*	-

* 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
 -：有効性評価上考慮しない操作

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7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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：MAP	—
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
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)	空間部：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・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
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

10-7-1-302

東海第二発電所

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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：MAP	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 [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+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
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

10-7-290

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7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定

10-7-1-303

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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 (ウエットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：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
	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、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブレーション・プール水温	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
	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・チェンバール間差圧)	設計値を設定
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	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低下 (レベル3) 信号にて発生し、再循環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り、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外部電源ありを設定

10-7-291

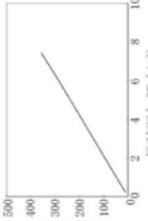
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

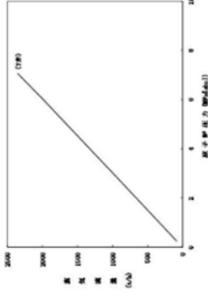
備考

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[di]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし弁	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	逃がし弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧機能付き逃がし弁安全弁の2個を開ることによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし弁安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし弁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
 10-7-1-304

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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
ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプリップ機能)	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/個 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h/個	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クスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
逃がし安全弁	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁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

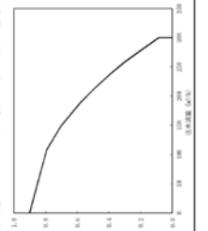
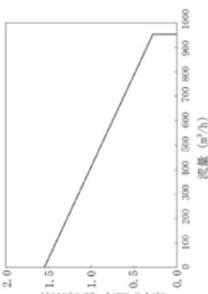
重大事故等対策に関連する機器条件
 10-7-292

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

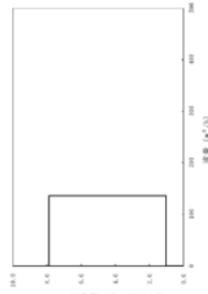
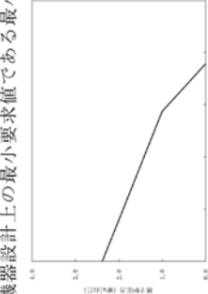
備考

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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)	最大300m ³ /hで注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	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	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
代替原子炉補機冷却系	約23MW (サブレーション・チェンバ・プー ル水温100℃、海水温度30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブレーション・チェンバ・プー ル水冷却モード)	熱交換器1基あたり約8MW (サブレーション・チェンバ・プー ル水温52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定
残留熱除去系 (低圧注 水モード)	サブレーション・チェンバ・プー ル水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起 動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif])にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 

重大事故等対策に関連する機器条件
 10-7-1-305

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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 最小流量特性 ・注水特性：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 残留熱除去系の準備完了後、原子炉水位高 (レ ベル8) に到達した時点で注水停止 (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[dif]~2.38MPa[dif]	機器設計上の最小要求値であ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
 10-7-293

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)

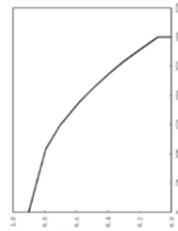
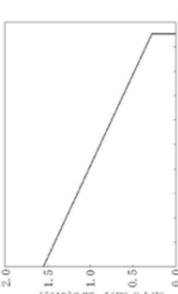
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

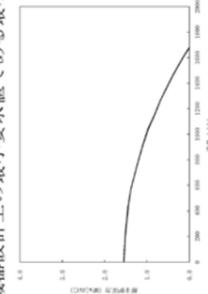
前ページと同じ

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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)	最大300m ³ /hで注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の管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	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
代替原子炉補機冷却系	約23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
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)	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)	残留熱除去系の設計値として設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[diff])にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 

重大事故等対策に関連する機器条件
 10-7-1-305

第7.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水系)	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し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0m ³ /h~1,676m ³ /h 注水圧力：0MPa[diff]~1.55MPa[diff]	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10 ³ t/h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定
緊急用海水系	伝熱容量：約24MW (サブプレッション・プール水温100℃、海水温度32℃において)	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

10-7-294

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 7.1.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設) 起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系 (常設) 起動操作後、原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
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 13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達時	原子炉水位制御 (レベル 3 からレベル 8) が可能であり、原子炉格納容器熱機能喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの冷水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器熱機能回復を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サブプレッション・チェンバ・プールの水位が、真空破壊装置 - 1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

10-7-1-306

第 7.1.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (6/6)

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) の手動操作による原子炉減圧 (常設低圧代替注水系注水を用いた低圧代替注水) による原子炉注水	サブプレッション・プールの水温度 65℃ 到達時	運転手順に基づき、サブプレッション・プールの熱容量制限を踏まえて設定
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サブプレッション・プールの水温度が 32℃ を超過している場合はサブプレッション・プールの冷却モード運転、格納容器圧力が 245kPa [gage] を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが、余裕時間を確認する観点で、評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa [gage] に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定 また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点に到達した時点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停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する

重大事故等対策に関連する操作条件

10-7-295

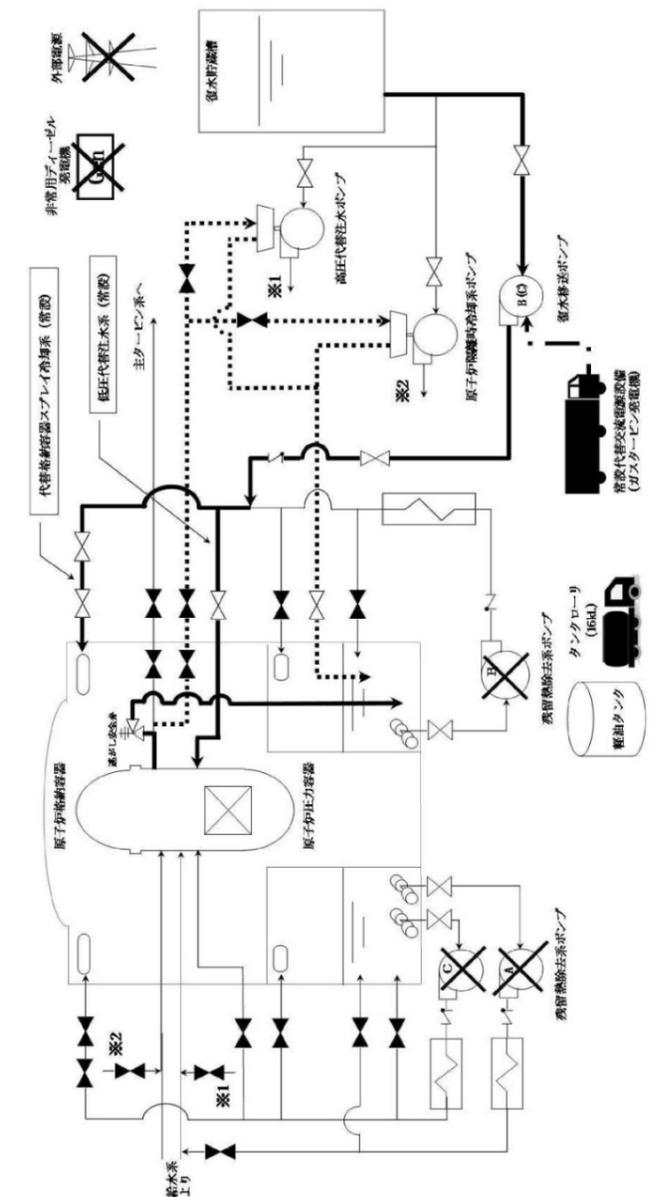
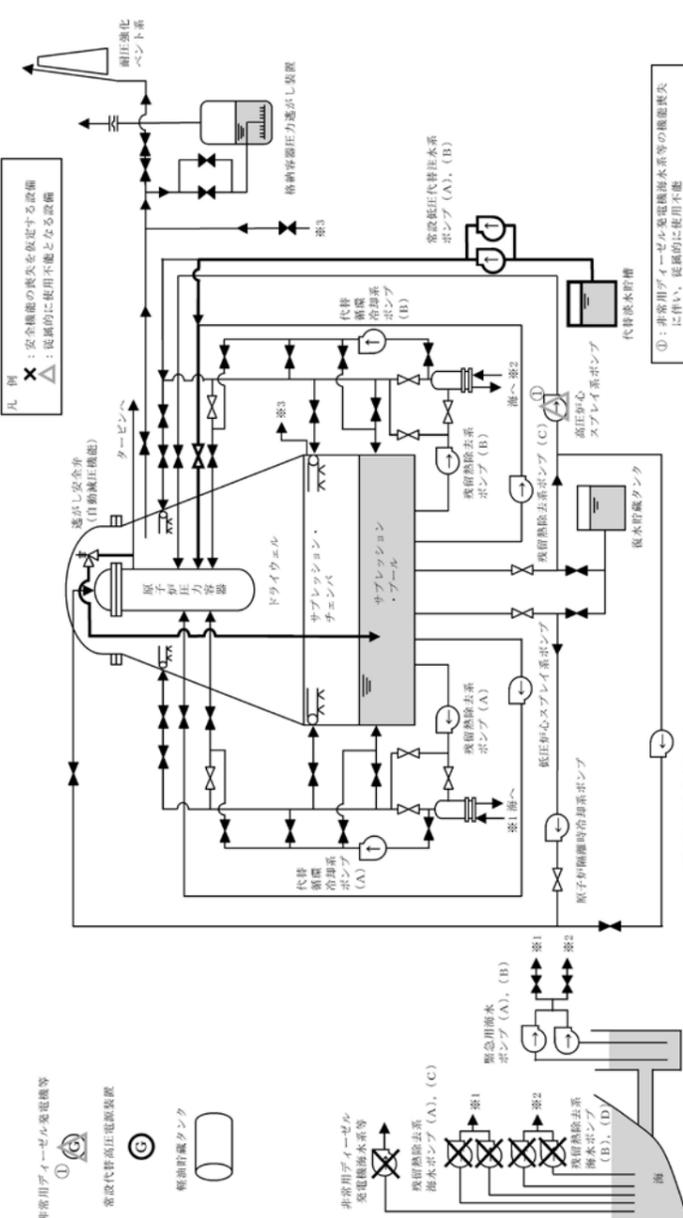
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

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

第7.1.4.1-1 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) (原子炉注水及び原子炉急速減圧)

第7.1.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)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	東海第二発電所	備考
 <p>※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替えにより実施する。</p> <p>第7.1.4.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)</p>	 <p>第7.1.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 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統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
<p>第7.1.4.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図(3/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	<p>第7.1.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(3/3) (緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	

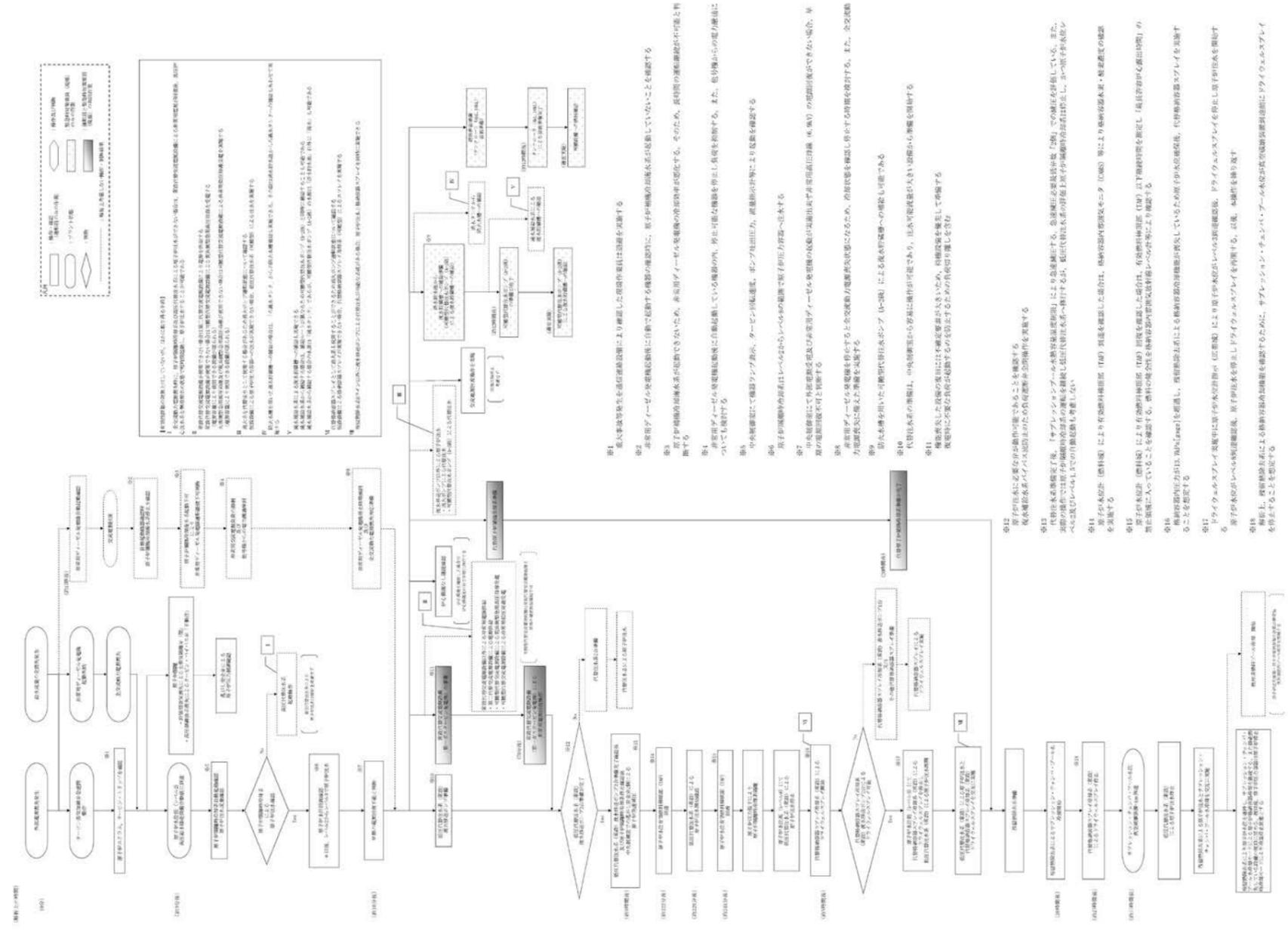
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。</p> <p>第7.1.4.1-4図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の 重大事故等対策の概略系統図(4/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</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



第 7.1.4.1-5 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の対応手順の概要

10-7-1-404

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: 60%;"> </div> <div style="width: 35%;"> <p style="text-align: center;">東海第二発電所</p> <p style="text-align: center;">備 考</p> </div> </div> <div style="margin-top: 10px;"> <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="margin-top: 10px;"> <p>注</p> <p>※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により検出する。なお、外部電源がない場合は、非常用ディーゼルの発電機等が一旦自動起動するが、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機が停止する場合は、インターロックにより自動運転を継続した後に停止する。</p> <p>※2 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。</p> <p>※3 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低 (レベル4) 設定点の間維持する。</p> <p>※4 サプレッション・プール水温度で到達してサプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高压の時は、65℃) に到達しない場合は、再注水可能な状態を判断する。再注水可能な状態を判断するが、残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。</p> <p>※5 外部電源がない場合は、常設低圧代注水装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。</p> <p>※6 取水機能喪失の確認後、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。</p> <p>※7 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 (原子炉が高压の時は、65℃) に到達しない場合は、再注水可能な状態を判断する。再注水可能な状態を判断するが、残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。</p> <p>※8 原子炉水位が低下し常設低圧代注水システムを用いた低圧代注水 (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、常設低圧代注水システムを用いた低圧代注水 (常設) のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉水位低下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>※9 原子炉水位計電線槽内の原子炉冷却材の減圧機構により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明でないことを確認する。</p> <p>※10 常設低圧代注水システムを用いた低圧代注水 (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低 (レベル4) 設定点の間維持する。</p> <p>※11 取水機能喪失の確認後、緊急用海水系の起動操作を実施する。緊急用海水系の起動操作が完了した時点で、サプレッション・プール水温度が規定値に到達している場合は残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却、格納容器圧力が [High/Low] を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを起動するが、評価上は格納容器圧力が代注水格納容器スプレイの起動基準である 279kPa(Low) に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。</p> <p>※12 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水運転に切り替え、原子炉水位高 (レベル4) 設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。</p> </div> <div style="margin-top: 10px;"> <p>【有効性評価の対象としていないが他に取れる手段】</p> <p>I 高圧代注水による原子炉注水も可能である。</p> <p>II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことと合わせてのプラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる残留熱除去系、注水系、補給水注入系、消火系、補給水注入系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。</p> <p>III 代注水格納容器海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。</p> <p>IV 代注水格納容器海水系、常設低圧代注水システムを用いた代注水格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却、(可搬型) による格納容器冷却、(可搬型) による格納容器冷却、消火系による格納容器冷却、補給水系による格納容器冷却、ドライウェル内ガス処理装置による格納容器除熱</p> </div>	<p>第 7.1.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要</p> <p style="text-align: center;">10-7-299</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

実施箇所・必要人員数						経過時間 (分)		備考		
操作項目	責任者		指揮者		通報連絡者		10		20	
	当直長	1人	6号	7号	6号	7号	30	40		
						操作の内容		50 <td>60 </td>	60	
								70 <td>80 </td>	80	
								90 <td>100 </td>	100	
								110 <td>120 </td>	120	
								130		
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)										
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			10			
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号伊運転操作指揮			10		
	通報連絡者	7号	当直副長	1人	中央制御室連絡 発電所外部連絡			10		
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)			10	
原子が注水操作	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	10分			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-				
交流電源回復操作 (解放上考慮せず)	-	-	-	-	-	-				
	-	-	-	-	-	-				対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	20分			健全性確認含む
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	10分			
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線 B系 受電準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	20分			
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	10分			
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	50分			
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	50分			
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線 B系 受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	10分			
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	10分			
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線 C系 受電準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	20分			
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	50分			
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線 C系 受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	10分			
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	10分			
低圧代替注水 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	15分			全交流動力電源回復前からの通信手段確保等の作業を実施する
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	30分			

第 7.1.4.1-6 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」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）

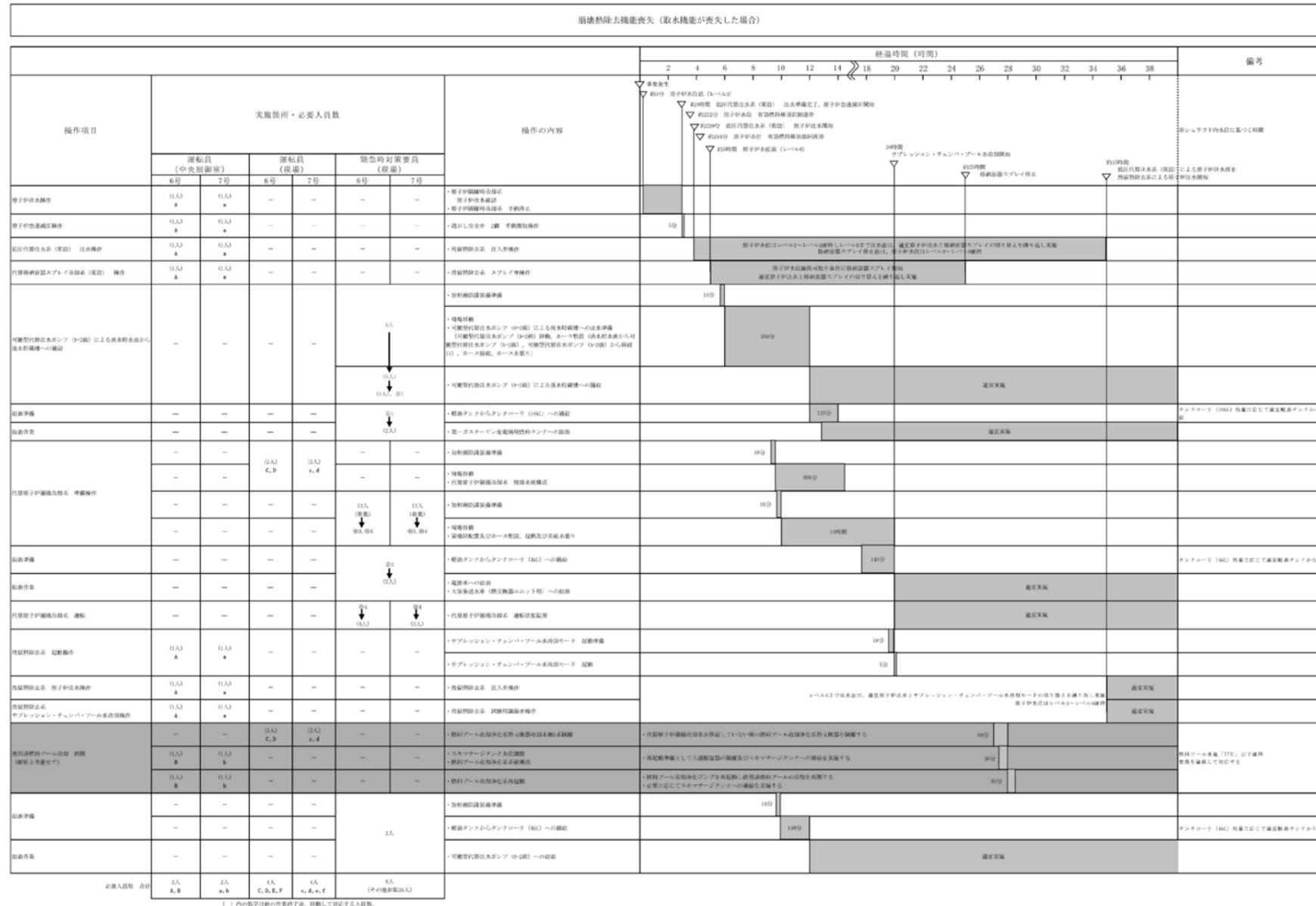
東海第二発電所				備考		
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）						
操作項目	実施場所・必要員数 【 】は操作前後移動してきた要員			経過時間（分）	備考	
	責任者	当直発電長 1人	中央監視運転操作指揮			
	補佐	当直副発電長 1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員 2人	災害対策本部連絡発電所外部連絡			
	当直運転員（中央監視室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）			
操作内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▼ プラント状況判断					
状況判断	2人 A, B	-	-	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機の停止確認は、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）	【1人】 A	-	-	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	高圧炉心スプレイズディーゼル発電機の手動起動操作	1分	解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する
	【1人】 B	-	-	非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作	2分	
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する
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台起動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
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	非常用母線受電準備	35分	外部電源がない場合に実施する
	-	2人 C, D	-	非常用母線受電準備	75分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 非常用母線受電	8分	外部電源がない場合に実施する
	-	-	-		5分	
取水機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	4分	
残留熱除去系海水系の回復操作	-	【2人】 C, D	-	残留熱除去系海水系の回復操作、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	【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）による原子炉注水系構成	3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	-	-	8人 e~j	可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等	170分	解析上考慮しない

第 7.1.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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



第 7.1.4.1-6 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」 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）

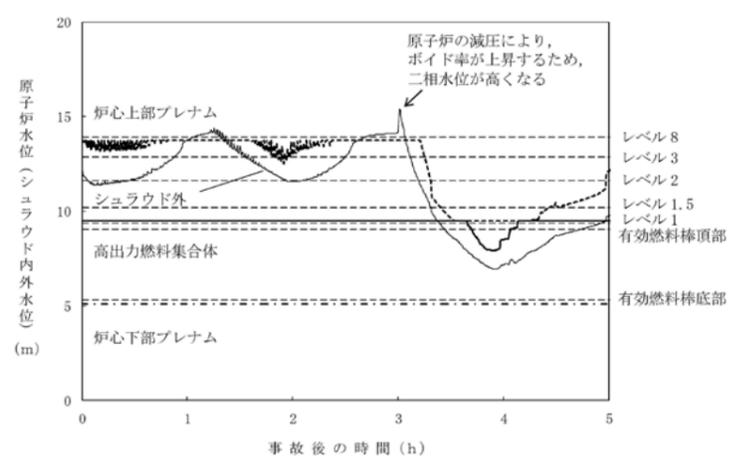
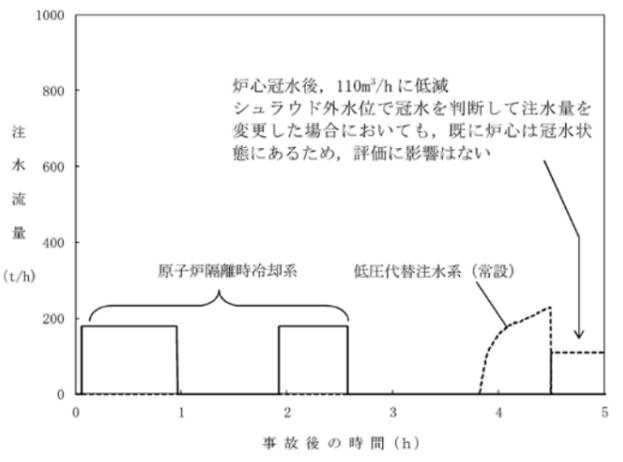
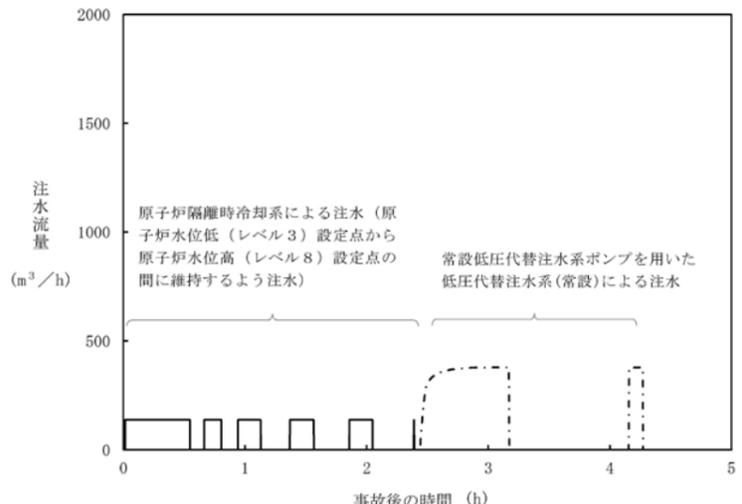
東海第二発電所					備考	
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）						
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）	備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）			
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		
常設低圧代替注水 系ポンプを用いた 低圧代替注水系 （常設）の起動準 備操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系構成	3分	取水機能喪失後に実施する
逃がし安全弁（自 動減圧機能）の 手動操作による 原子炉減圧	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整 操作（低圧代替注 水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（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	
緊急用海水系を用 いた海水通水操作	【1人】 A	-	-	●緊急用海水系による海水通水系構成	20分	
緊急用海水系を用 いた残留熱除去系 による原子炉注水 及び格納容器除熱	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	2分	
使用済燃料プールの 冷却	【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 ●代替燃料プール冷却系起動操作	適宜実施 15分	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 解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系（可搬型） の起動準備操作	-	-	8人 e~j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等	170分	解析上考慮しない
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 e~j			

第 7.1.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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)

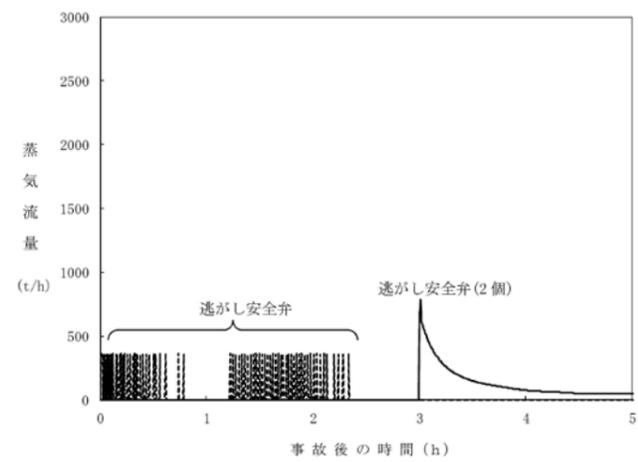
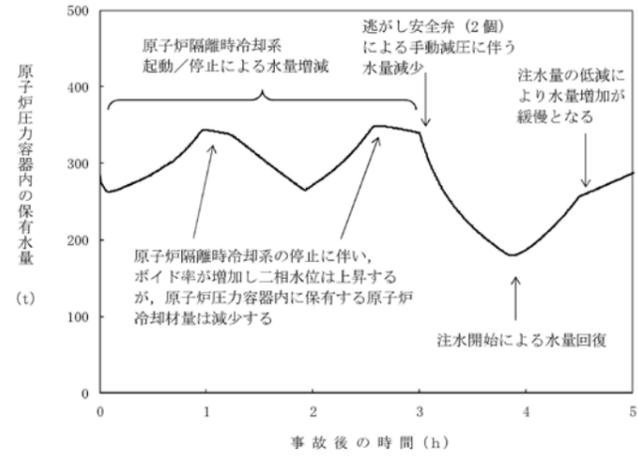
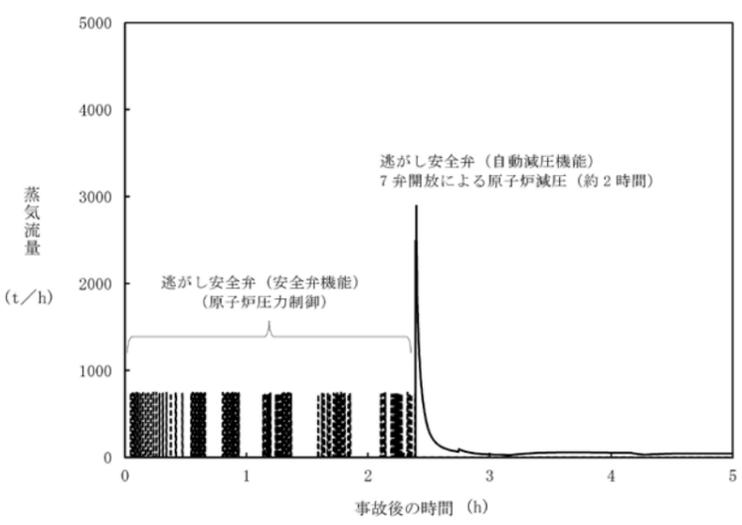
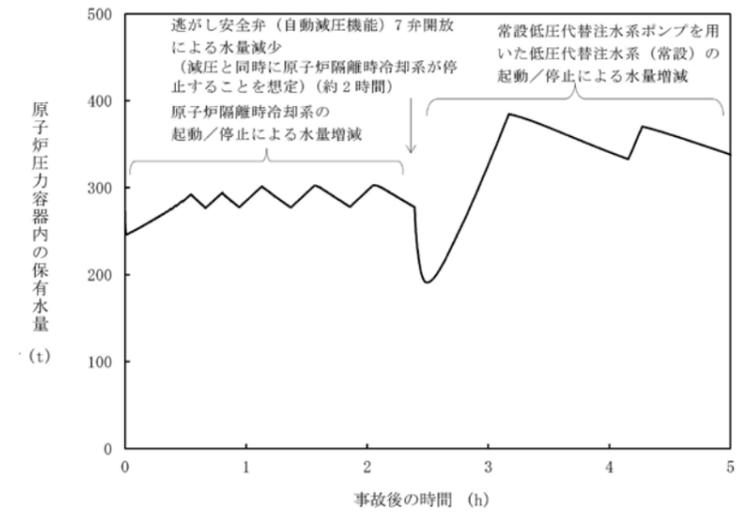
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="341 567 979 1018" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="474 1050 845 1081" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.1-7 図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="356 1123 1038 1585" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="385 1606 934 1638" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.1-8 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移</p> </div> <div data-bbox="578 1753 742 1785" data-label="Text"> <p>10-7-1-407</p> </div>	<div data-bbox="1394 472 2092 955" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1573 976 1944 1008" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.1-4 図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1424 1050 2211 1522" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1454 1543 2077 1585" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移*</p> </div> <div data-bbox="1380 1606 1884 1638" data-label="Text"> <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> </div> <div data-bbox="1706 1659 1840 1690" data-label="Text"> <p>10-7-302</p> </div>	<div data-bbox="2552 210 2700 241" data-label="Text"> <p>備考</p> </div>

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)

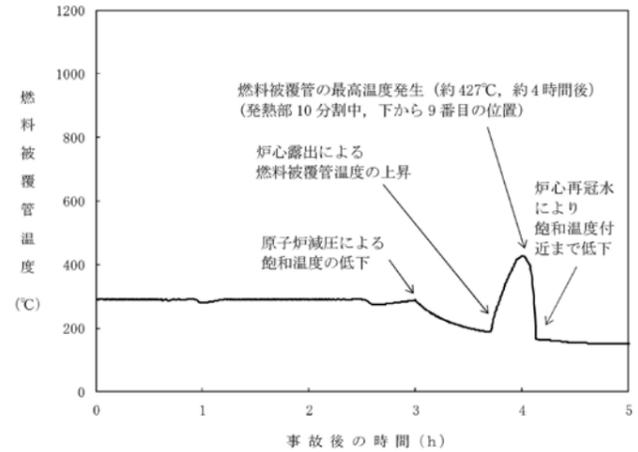
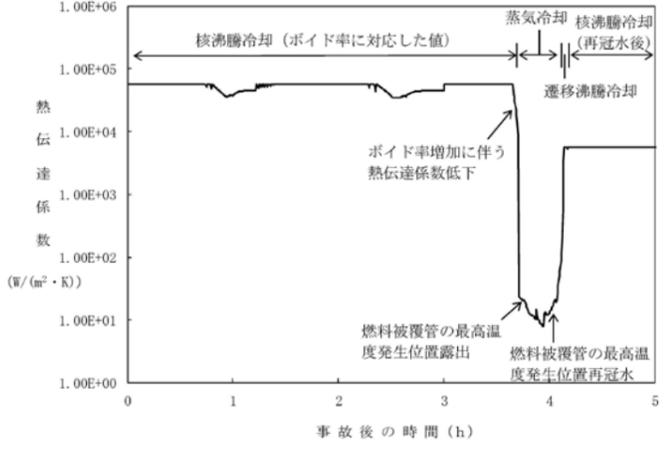
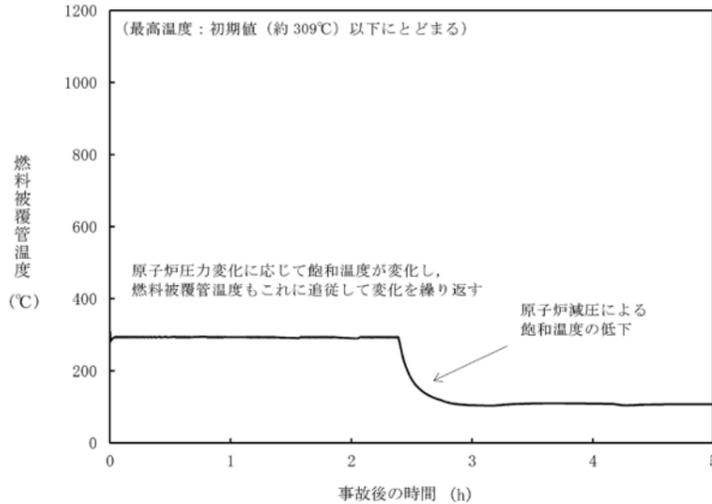
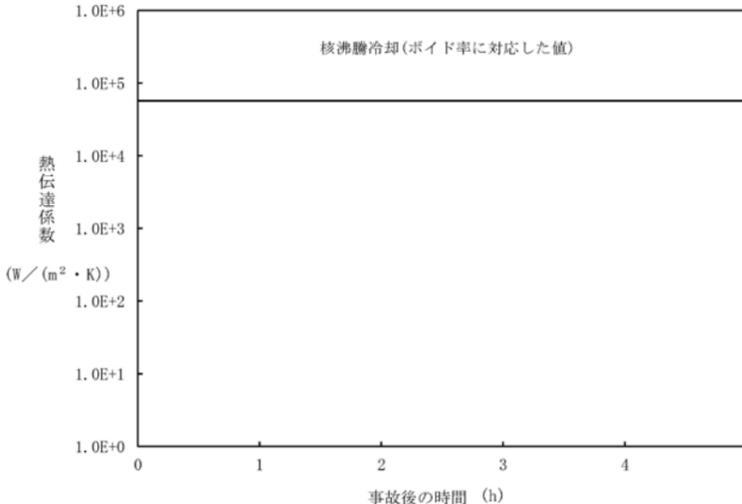
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.4.1-9図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>  <p>第7.1.4.1-10図 注水流量の推移</p>	 <p>第7.1.4.1-6図 注水流量の推移</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。(本シーケンスは冠水維持)</p>

10-7-1-408

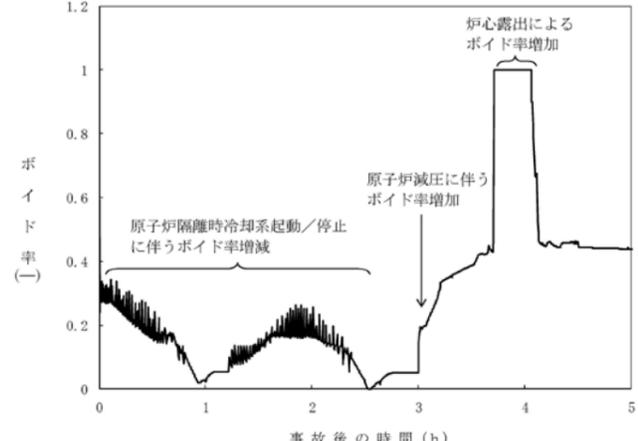
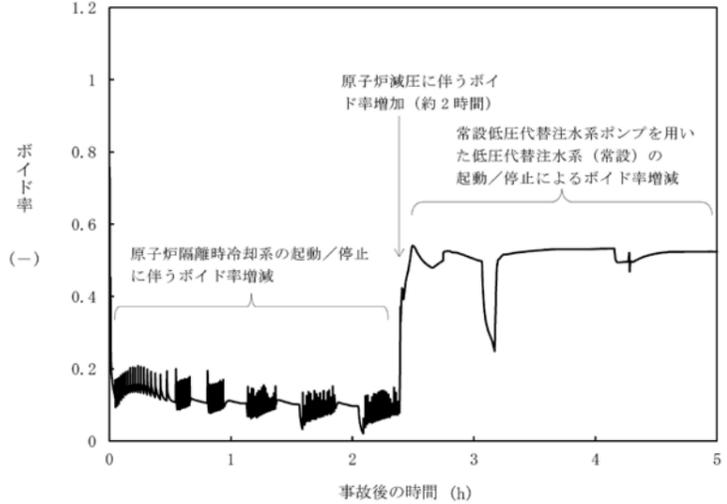
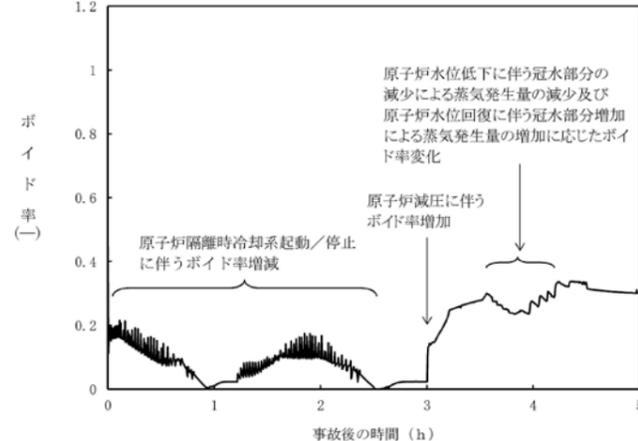
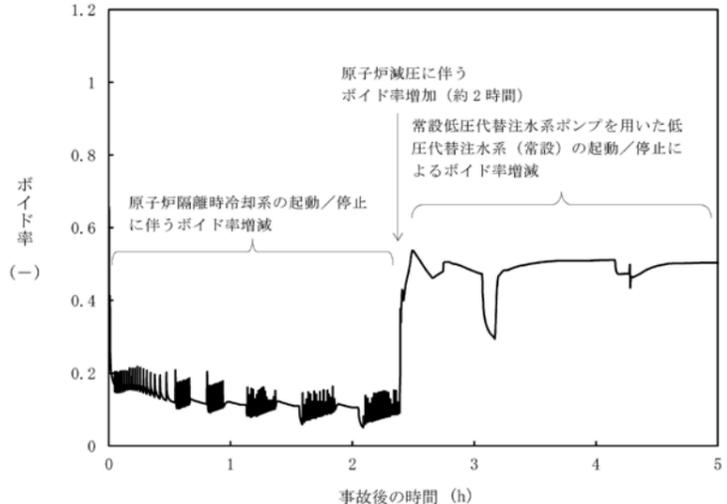
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

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7.1.4.1-11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第7.1.4.1-12図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-409</p>	 <p>第7.1.4.1-7図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移</p> <p>10-7-303</p>  <p>第7.1.4.1-8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)

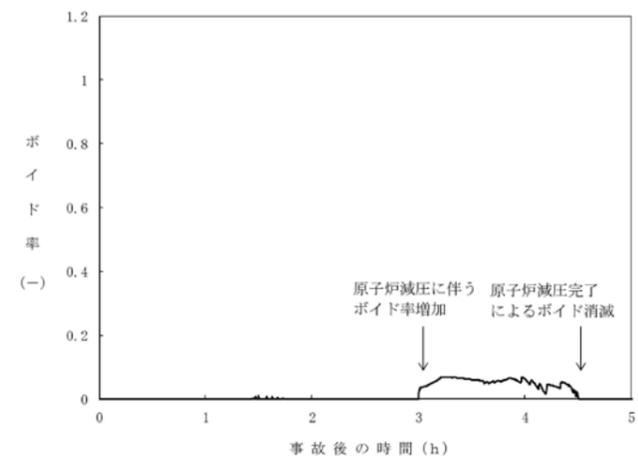
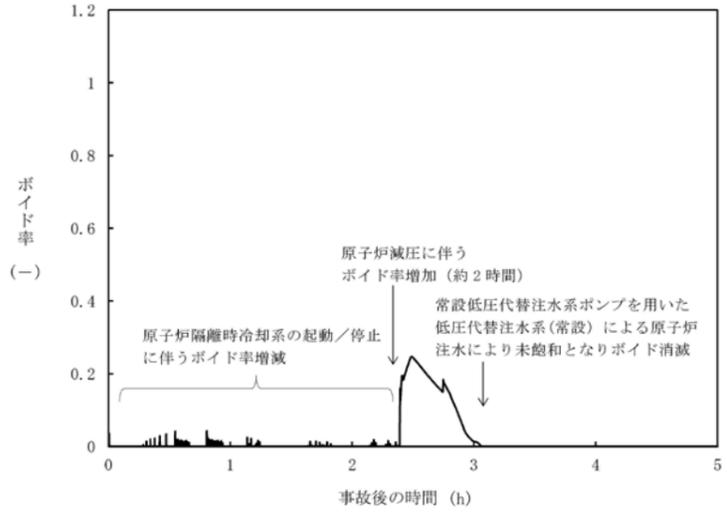
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.4.1-13図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第7.1.4.1-14図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p>第7.1.4.1-9図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第7.1.4.1-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>備考</p>

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7.1.4.1-15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7.1.4.1-11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7.1.4.1-16図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	 <p>第7.1.4.1-12図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移</p>	
<p>10-7-1-411</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（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.4.1-17図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>第7.1.4.1-13図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移</p>	

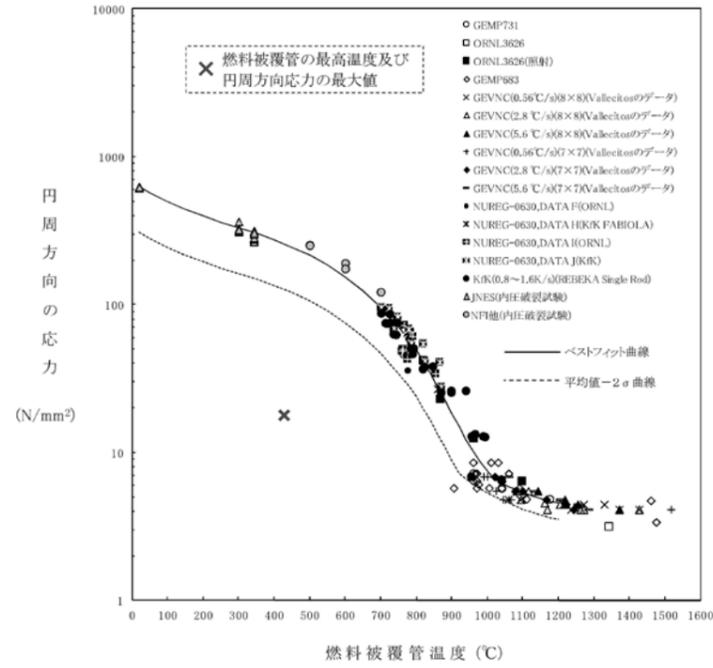
10-7-1-412

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

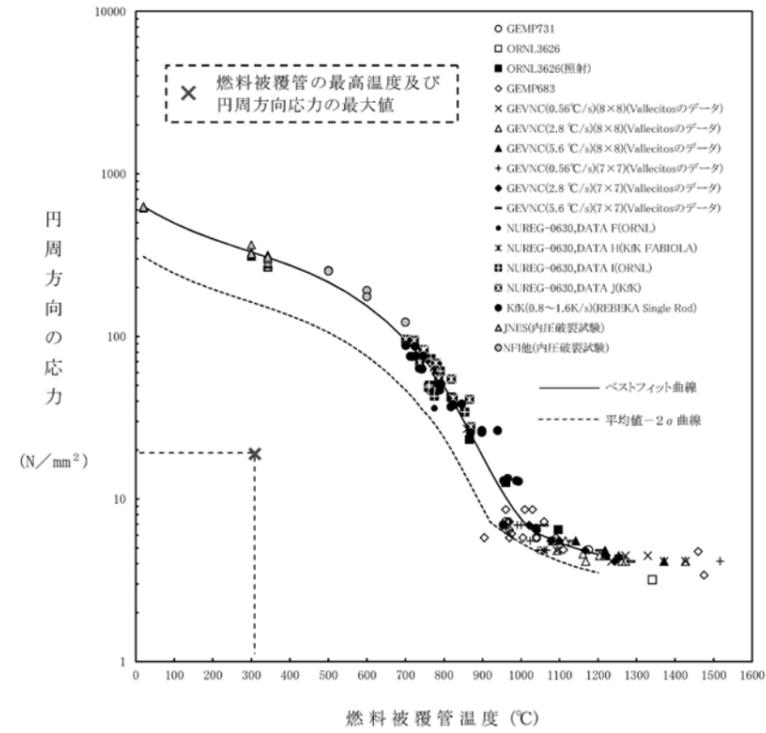
東海第二発電所

備考



第 7.1.4.1-18 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

10-7-1-413



第 7.1.4.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

10-7-307

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="290 499 1009 903"> </div> <div data-bbox="445 940 845 970"> <p>第 7.1.4.1-19 図 格納容器圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="296 1024 1009 1428"> </div> <div data-bbox="415 1465 875 1495"> <p>第 7.1.4.1-20 図 格納容器気相温度の推移</p> </div> <div data-bbox="563 1701 727 1732"> <p>10-7-1-414</p> </div>	<div data-bbox="1409 499 2166 903"> </div> <div data-bbox="1587 997 2033 1026"> <p>第 7.1.4.1-15 図 格納容器圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1439 1050 2196 1564"> </div> <div data-bbox="1558 1617 2062 1646"> <p>第 7.1.4.1-16 図 格納容器気相温度の推移</p> </div> <div data-bbox="1736 1732 1884 1764"> <p>10-7-308</p> </div>	<div data-bbox="2552 163 2700 199"> <p>備考</p> </div>

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 7.1.4.1-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 7.1.4.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7.1.4.1-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 7.1.4.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>10-7-309</p>

10-7-1-415

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、緩和措置が取られない場合には、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</p>	<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としては、「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+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>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）」は、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後、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るとともに、格納容器内の冷却を行い、代替の残留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</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</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、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（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>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 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。 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 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。 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。 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>動減圧機能）の手動操作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除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.4.2-1 図に、対応手順の概要を第 7.1.4.2-2 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 7.1.4.2-1 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、必要な要員は初動対応要員 17 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名である。初動対応要員の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。</p> <p>参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名、現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.4.2-3 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、初動対応要員 17 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 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。 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 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、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、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップ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、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 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>・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>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>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>c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）</p> <p>原子炉水位回復後は，原子炉水位を監視しつつ，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。</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，燃料域）等である。</p> <p>d. 崩壊熱除去機能喪失の確認</p> <p>サプレッション・プール水温度が32℃に到達したことを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作を試みるが，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. 残留熱除去系の回復操作</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。</p> <p>f. 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</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）の起動準備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>g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧</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）の起動準備操作の完了後，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弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。</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> <p>・運転手順の違い</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>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ェル雰囲気温度が 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>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</p>	<p>h. 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）の手動操作による原子炉減圧により，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。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）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，燃料域）等である。</p> <p>i. 代替循環冷却系の起動操作</p> <p>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格納容器除熱は解析上考慮しない。</p> <p>代替循環冷却系の起動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>j. 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</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ェル雰囲気温度が 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，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による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離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>k. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（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，格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，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</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>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、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、逃がし安全弁再閉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」である。</p>	<p>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格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は、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, 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>l. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作 水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。</p> <p>m. タンクローリによる燃料給油操作 タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</p> <p>n. 使用済燃料プールの冷却 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</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、格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。</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</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>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 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 (a) 起因事象 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 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>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、高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には、炉心冷却に成功する。また、中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では、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も違いはない。このため、代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。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（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>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 (a) 起因事象 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 残留熱除去系の故障等により、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</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>(c) 外部電源 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 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。 しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、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 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 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 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 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 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</p>	<p>(c) 外部電源 外部電源はあるものとする。 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、原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。</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（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） ATWS緩和設備（代替原子炉再循環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、手動操作による原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁あたり定格主</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</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>るものとする。</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 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</p>	<p>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 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 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、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し、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>(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。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>(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二次隔離弁を全開とし、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除熱を実施するものとする。</p>	<p>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> <p>設備設計の違い</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>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>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内及びシュラウド内外) ※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。 ※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 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。 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>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 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧 (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、運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。</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による格納容器除熱は、格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内外水位) ※、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7.1.4.2-4図から第7.1.4.2-8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7.1.4.2-9図から第7.1.4.2-14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7.1.4.2-15図から第7.1.4.2-18図に示す。 ※ 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 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>・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>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>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</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）を起動し、事象発生約 2 時間後にサブプレッション・プール水温度がサブプレッション・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 弁の手動操作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）の手動開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが、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ブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点でサブプレッション・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、格納容器除熱実施時のサブプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・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 7.1.4.2-9 図に示すとおり、炉心の冠水が維持され、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。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 7.1.4.2-4 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</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>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られられる操作として、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</p>	<p>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7.1.4.2-15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による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生後の約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7.1.4.2-16図に示すとおり、事象発生後の約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7.1.4.2-5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7.1.4.2-15図及び第7.1.4.2-16図に示すように、格納容器圧力逃がし装置による格納容器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>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント実施時の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ブプレッション・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、敷地境界外の実効線量が厳しくなる「7.1.6 LOC A時注水機能喪失」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>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、「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による格納容器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</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>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 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 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>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>転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（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）並び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及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要事象は、「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 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、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及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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及び格納容器圧力逃がし装置による</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>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>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は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</p>	<p>格納容器除熱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、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。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さいと考えられる。</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、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。</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、C S T F 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>(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、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</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>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 に対応したものととしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、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</p>	<p>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 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、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）は、最確条件とした場合は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>(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 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむ</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>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>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、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</p>	<p>ね小さくなり、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。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）は、最確条件とした場合は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、格納容器圧力の最大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>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）の手動操作による原子炉減圧（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、解析上の操作開始時間としてサプレッション・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</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>レシジョン・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>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、他の操作との重複もないことから、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による格納容器除熱は、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>(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）の手動操作による原子炉減圧（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、実態の操作開始時間は解析上の操</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</p>	<p>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大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除熱は、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大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。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が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] を十分に下回ると考えられることから、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。</p> <p>(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）の手動操作による原子炉減圧（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、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は、事象発生の約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除熱は、事象発生の約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、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離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、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気</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>[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</p>	<p>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、スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達してから0.62MPa[gage]に到達するまで11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。</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>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」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初動対応要員は、「7.1.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり17名であり、災害対策要員の39名で対処可能である。 また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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「7.5.1(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、代替淡水貯蔵槽に約4,300m³及び西側淡水貯水設備に約5,000m³の水を保有しており、可搬型代替注水中型ポンプを用いて、西側淡水貯水設備から代替淡水貯蔵槽への補給を行うことで、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>	

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>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>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</p>	<p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。合計で 755.5kL の軽油が必要となるが、軽油貯蔵タンクに約 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>可搬型代替注水中型ポンプ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は、事象発生からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 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による補給について、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、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 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 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>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」の残留熱除去系が故障した場合は、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）の手動操作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、</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>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>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）の手動操作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）による原子炉注水並び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及び格納容器圧力逃がし装置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、燃料被覆管最高温度及び酸化量、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>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。</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）の手動操作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）による原子炉注水並び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及び格納容器圧力逃がし装置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「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)

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処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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	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。 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 【高圧代替注水系流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プール水位
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ジョン・チェンバ・プ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ジョン・チェンバ・プール水位低下によるサブプレッジョン・チェンバ・プール水位低 (レベル 2) のため、起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	-	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッジョン・チェンバ・プール水位
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
高圧炉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。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A+2 級) タンクローリ (B1)	原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系流量】 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 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。	復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A+2 級) 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) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバ・プール水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) フィアルド装置入口圧力 フィアルド装置出口放射線モニタ フィアルド装置入口放射線モニタ
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等による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力逃がし装置	-	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) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバ・プール水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) フィアルド装置入口圧力 フィアルド装置出口放射線モニタ フィアルド装置入口放射線モニタ

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

第 7.1.4.2-1 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 (1/5)

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
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、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。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁* 高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環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* 高圧炉心スプレイ系* 峰油貯蔵タンク* 	-	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 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 (SA)
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。 	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* 	-	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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

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系流量 【原子炉隔離時冷却系系流量】 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) 高圧代替注水系系流量 高圧代替注水系系流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
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ジョン・チェンバール水水位が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバール水水位低下運動のための起動操作を実施するが、残留熱除去設備により起動失敗する。	-	【高圧熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッジョン・チェンバール水温度
逃がし安全弁による原子炉減圧	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。	【高圧炉心注水系】 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 [Largo]に到達した際、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) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバール水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉隔離時冷却系系流量 原子炉隔離時冷却系系流量 原子炉隔離時冷却系系流量 原子炉隔離時冷却系系流量
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 [Largo]に到達した際、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) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバール水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉隔離時冷却系系流量 原子炉隔離時冷却系系流量 原子炉隔離時冷却系系流量 原子炉隔離時冷却系系流量

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

第7.1.4.2-1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 (3/5)

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
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系 (常設) からの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。 格納容器圧力が 245kPa [Largo] に到達した場合は、代替格納冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替注水貯槽 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、燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域, SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水量 代替注水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系流量 ドライウェル圧力* サプレッジョン・チェンバール圧力 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 代替格納冷却系格納容器スプレイ流量
代替格納冷却系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 245kPa [Largo] に到達した場合は、代替格納冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	緊急用海水系ポンプ 代替格納冷却系装置 軽油貯蔵タンク*	ドライウェル圧力* サプレッジョン・チェンバール圧力 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 代替格納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

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	計装設備
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。		-	-	平均出力順減モニタ 起動順減モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	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。 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流量 【原子炉隔離時冷却系】 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 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。高圧代替注水系によるサブプレッシャ・チェンバ・プールの水位低下により、高圧代替注水系の流量が低下し、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。	-	-	【高圧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閉し、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。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A+2級) タンクローリー (BL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【高圧炉心注水系】 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[gage]到達した時、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。	代替格納容器 軽油タンク	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 (D/W) 格納容器内圧 (S/C) 復水供給系流量 (RR 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 (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 (S/C) 格納容器内圧 (S/C) 原子炉水位 (広帯域、燃料域) 燃料域 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力 (広帯域、燃料域)

【 】：重大事故等対処設備 (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7.1.4.2-1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 (4/5)

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
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	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が 171℃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を実施する。 サブプレッシャ・プールの水位が、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による格納容器除熱の準備を実施する。 サブプレッシャ・プールの水位が、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。 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、サブプレッシャ・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冷却を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替格納容器 軽油貯蔵タンク*	-	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サプレッシャ・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替格納容器貯槽水位 サプレッシャ・プールの水位* 原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域、SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (サブプレッシャ・チェンバ側)	<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、サブプレッシャ・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冷却を実施する。 	格納容器圧力逃がし装置	-	ドライウエル圧力* サプレッシャ・チェンバ圧力 サプレッシャ・プールの水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C)* フィル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7.1.4.2-1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、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力削減モニタ 起動アラームモニタ
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】 原子炉水位 (SA) 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ジョン・チェンバール・プ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ジョン・チェンバール・プール水位低下運動のたりの起動操作を実施するが、残留熱除去設備により起動失敗する。	-	【高圧熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッジョン・チェンバール・プール水位
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閉し、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。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系流量】 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(Low)到達した際、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。	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) サブプレッジョン・チェンバール・プール水位 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) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
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) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバール・プール水位 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) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：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

東海第二発電所

備考

第7.1.4.2-1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 (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
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	・水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等を実施する。 ・代替注水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替注水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替注水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	-	-	-

■：有効性評価上考慮しない操作

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)	空間部：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・チェンバール水位)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバール水位として設定
サブプレッション・チェンバール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ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
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)) (1/6)

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 (セパレーター下流から+126cm)	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熱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
燃料棒最大熱出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒熱出力密度が大きい方が燃料棒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、崩壊熱が大きい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
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

10-7-346

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)) (2/6)

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 (ドライウエール)	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 (ウエットウエール)	空相部：4,100m ³ 液相部：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
	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、保安規定の運転上の制限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、保安規定の運転上の制限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 (ドライウエール-サブレーション・チェンバール間差圧)	設計値を設定
事故条件	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
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	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り、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

10-7-347

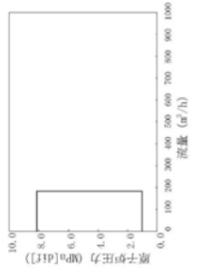
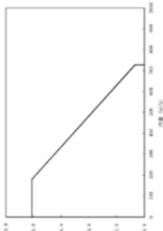
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

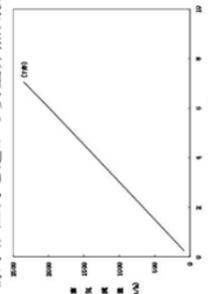
備考

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[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 

重大事故等対策に関連する機器条件
 10-7-1-310

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)) (3/6)

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
ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環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/個 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] × 4個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] × 4個, 410.6t/h/個 (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ナジェンシにおいては、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 (自動減圧機能) 7弁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
 10-7-348

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7.1.4.2-2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)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>逃がし安全弁</td> <td> 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> </td> <td> 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 </td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</td> <td> 140m³/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 </td> <td> 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 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 </td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[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 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	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 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>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)) (4/6)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧炉心スプレイ系</td> <td> 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：0m³/h~1.419m³/h ・注水圧力：0MPa[dif]~7.65MPa[dif] </td> <td> 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 </td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系</td> <td> 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 最小流量特性 ・注水流量：136.7m³/h ・注水圧力：1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage] </td> <td> 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 </td> </tr> </tbody> </table>	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 最小流量特性 ・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 	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																		
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[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 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	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 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																		
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 最小流量特性 ・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 																		

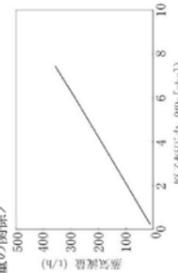
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

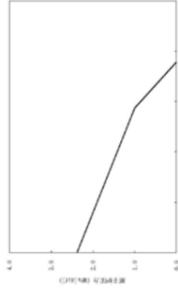
前ページと同じ

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	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	逃がし安全弁の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イ	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
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)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	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> 
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定 サプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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
格納容器圧力逃がし装置	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[diff] ~ 2.38MPa[diff] (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]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開 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)	

10-7-350

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 style="text-align: center;">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)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 33%;">項目</th> <th style="width: 33%;">主要解析条件</th> <th style="width: 33%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>逃がし安全弁による原子炉減圧操作</td> <td>サブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時</td> <td>高温待機運転中のサブプレッション・チェンバ・プール水最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>格納容器圧力 0.18MPa [gauge] 到達時</td> <td>設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>格納容器圧力 0.31MPa [gauge] 到達時</td> <td>格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">10-7-1-312</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	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・プール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサブプレッション・チェンバ・プール水最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gauge] 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 [gauge] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p style="text-align: center;">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)) (6/6)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 33%;">項目</th> <th style="width: 33%;">主要解析条件</th> <th style="width: 33%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧 (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</td> <td>サブプレッション・プール水温 65℃到達時</td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱</td> <td>格納容器圧力 279kPa [gauge] 到達時</td> <td>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 [gauge]) に対する余裕を考慮し設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱</td> <td>格納容器圧力 310kPa [gauge] 到達時</td> <td>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</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">10-7-351</p>	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) の手動操作による原子炉減圧 (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	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	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	格納容器圧力 279kPa [gauge] 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 [gauge]) 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除熱	格納容器圧力 310kPa [gauge] 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	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																								
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・プール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサブプレッション・チェンバ・プール水最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定																								
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gauge] 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 [gauge] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定																								
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) の手動操作による原子炉減圧 (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	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																								
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	格納容器圧力 279kPa [gauge] 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 [gauge]) 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除熱	格納容器圧力 310kPa [gauge] 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																								

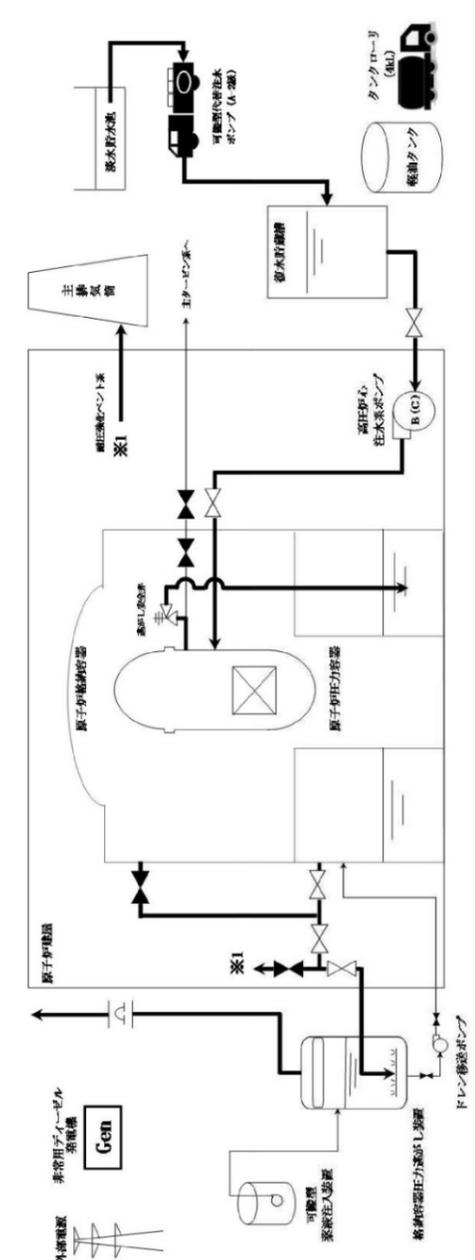
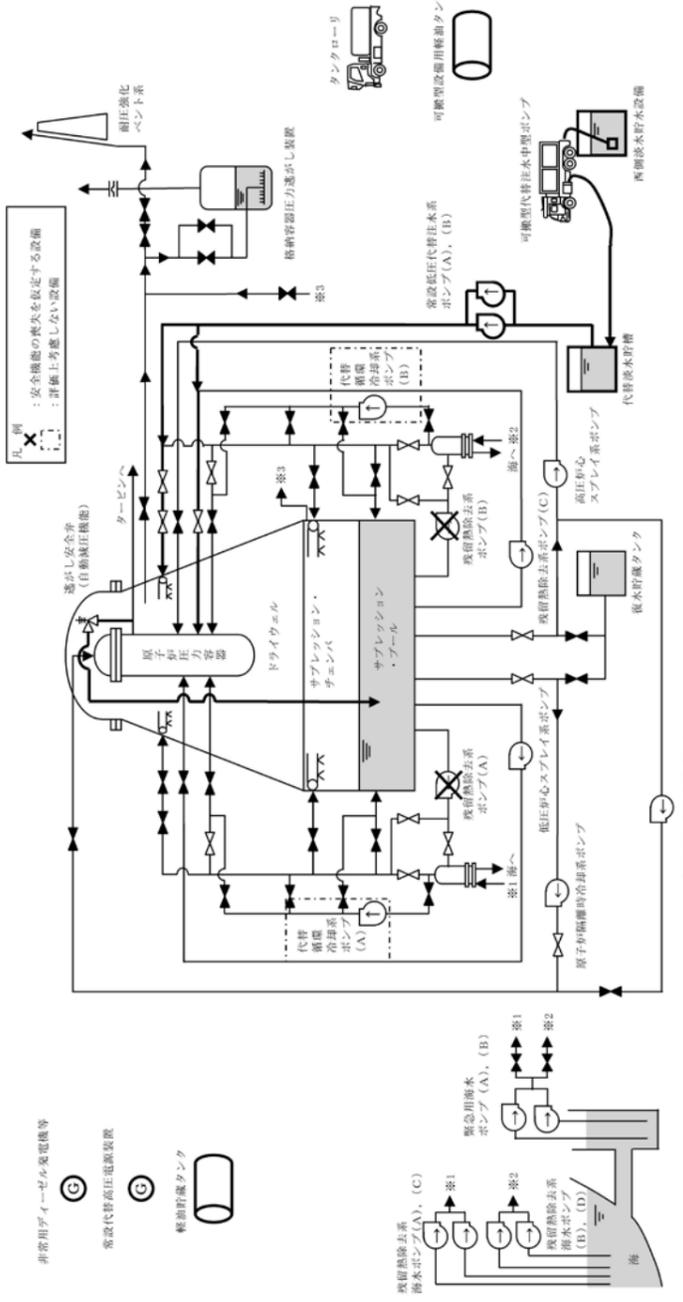
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
		<p>備 考</p>
<p>第 7.1.4.2-1 図 「崩壊熱除去機能が喪失 (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)</p>	<p>10-7-352</p>	<p>第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能が喪失 (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) (高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)</p>

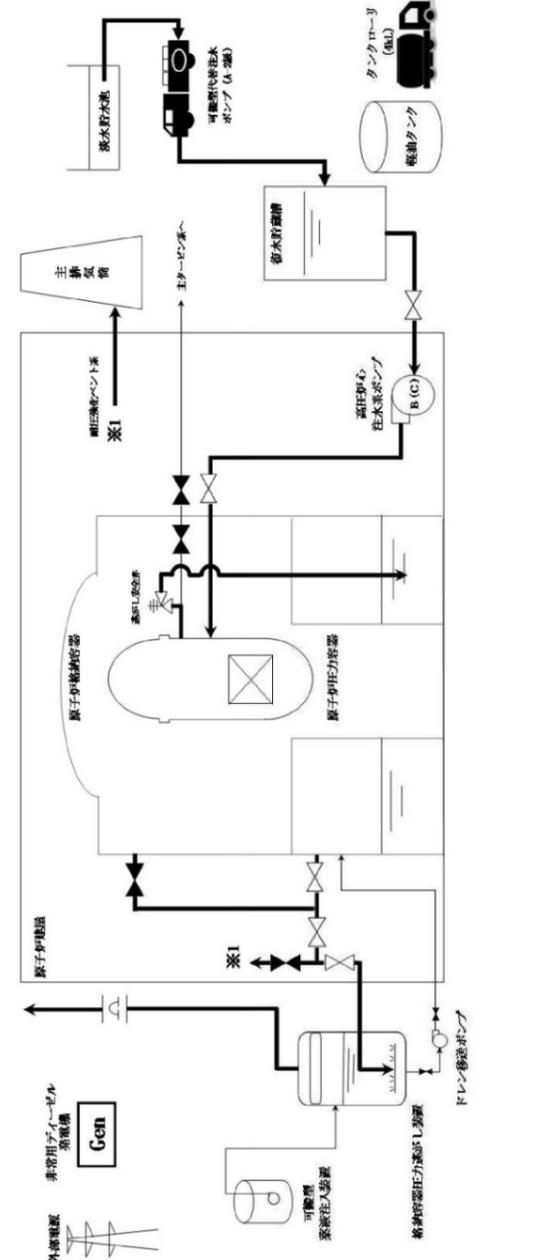
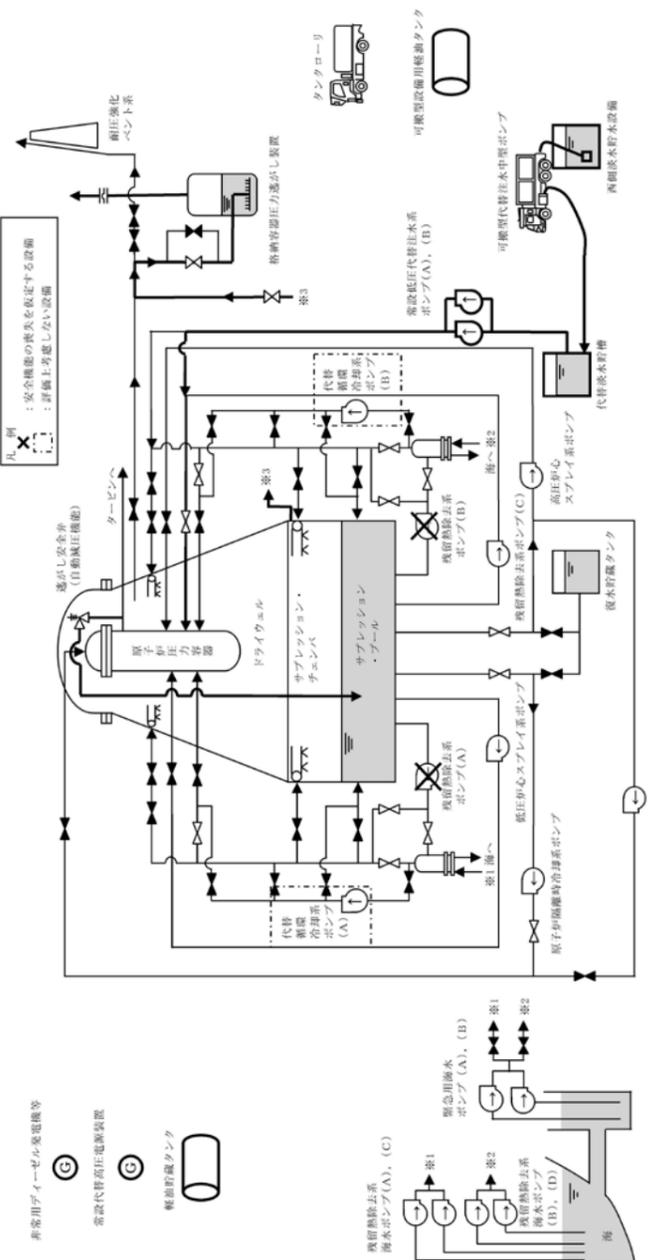
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
		<p>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) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (常設低圧代替注水系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>第 7.1.4.2-2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	<p>10-7-353</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7.1.4.2-3 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>10-7-354</p> <p>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) 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)</p>	<p>備考</p>

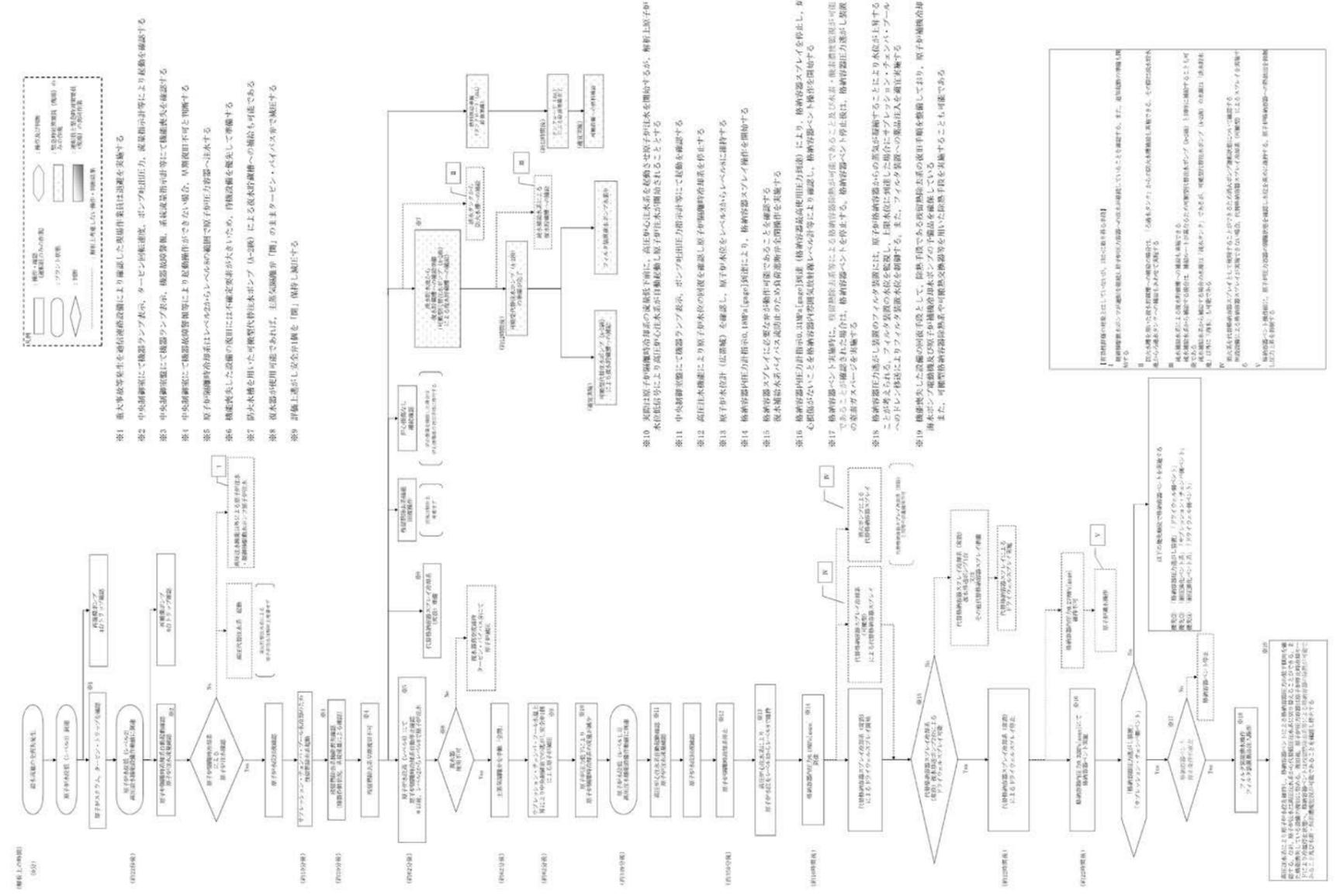
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p style="text-align: center;">前ページと同じ</p>  <p style="text-align: center;">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 style="text-align: center;">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) 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を使用した格納容器除熱段階)</p>	<p style="text-align: center;">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

備考



- ※1 重大事故等発生を感知後直ちに、関係作業員は消火を完了する
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン駆動部、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により異常を確認する
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、機器冷却水量、系統流量指示計等にて機器喪失を確認する
- ※4 中央制御室にて機器故障警報等により異常発生がでない場合、早期復旧不可と判断する
- ※5 原子炉強制冷却系はレベル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 防火機を用いた可燃性液体注水ポンプ (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、圧縮空気ポンプ「四」のままタービン・バイパス管で復旧する
- ※9 評価上選ばし安全弁1機を「四」保持し漏出する

- ※10 原子炉強制冷却系の系統下部に、高圧冷却水を供給する原子炉圧力容器が注水を開始するが、冷却上原子炉水位低レベルにより原子炉水位が自動停止し原子炉圧力が低下することとする
- ※11 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて異常を確認する
- ※12 高圧冷却水を注水を確認し原子炉強制冷却系を停止する
- ※13 原子炉水位計 (圧縮機) を確認し、原子炉水位をレベルからレベルに維持する
- ※14 格納容器内圧力指示計 (HWP) 指示により、格納容器スプレイ動作を開始する
- ※15 格納容器スプレイに必要な圧力が確保できることを確認する
 復水器注水ポンプ (H-2機) の稼働を確認する
- ※16 格納容器内圧力指示計 (HWP) 指示 (格納容器高圧化用圧力指示) により、格納容器スプレイを停止し、中心温度が下がらないことを格納容器内圧力指示計 (HWP) 指示等により確認し、格納容器スプレイ動作を開始する
- ※17 格納容器スプレイ動作中は、格納容器上部にある格納容器冷却水の温度が下がらないことを確認し、格納容器スプレイ動作を停止する
- ※18 格納容器内圧力指示計 (HWP) 指示 (格納容器高圧化用圧力指示) により、格納容器スプレイを停止し、中心温度が下がらないことを格納容器内圧力指示計 (HWP) 指示等により確認し、格納容器スプレイ動作を開始する
- ※19 格納容器スプレイに必要な圧力が確保できることを確認する
 復水器注水ポンプ (H-2機) の稼働を確認する
- ※20 格納容器内圧力指示計 (HWP) 指示 (格納容器高圧化用圧力指示) により、格納容器スプレイを停止し、中心温度が下がらないことを格納容器内圧力指示計 (HWP) 指示等により確認し、格納容器スプレイ動作を開始する

第 7.1.4.2-4 図 「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要

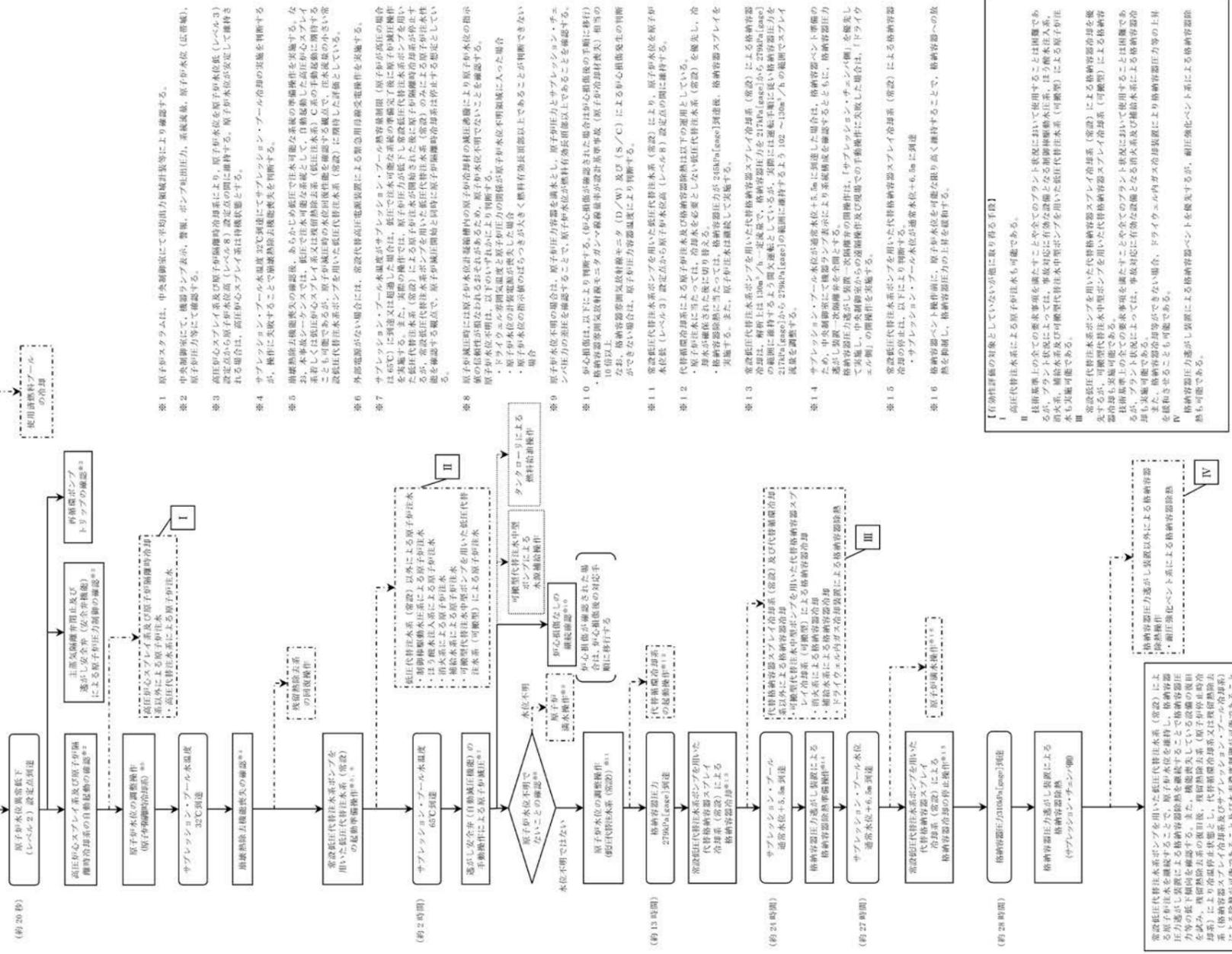
10-7-1-418

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

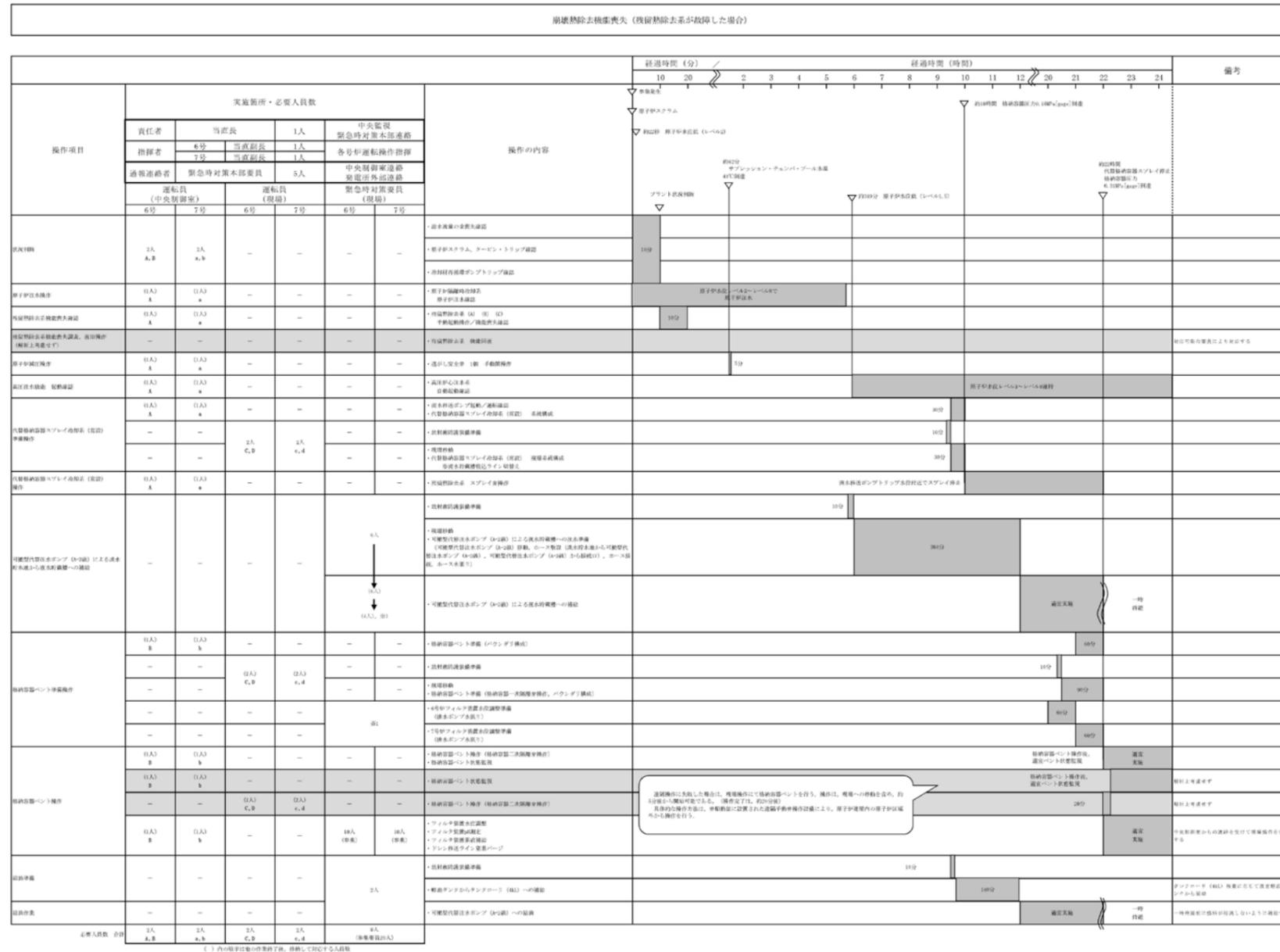


- ※1 原子炉スタックラムは、中央制御室にて平均出力電圧計算等により確認する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統減量、原子炉水位 (圧縮機)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 高圧炉心スプレЕЙ系及び原子炉降圧時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定値から原子炉水位高 (レベル8) 設定値の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレЕЙ系は待機状態とする。
- ※4 サプレッション・プール水温度 32°C到達にてサブプレッジョン・プール冷却の変更を判断するが、操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。
- ※5 崩壊熱除去機能喪失の発覚後、あらかじめ設定で日本国可能な基礎の降圧操作を実施する。なお、本事故シナリオ系では、高圧炉心スプレЕЙ系又は残存崩壊熱除去系 (高圧炉心スプレЕЙ系) 系の手動起動した高圧炉心スプレЕЙ系若しくは高圧炉心スプレЕЙ系 (高圧炉心スプレЕЙ系) による原子炉水位が低下した後に原子炉降圧時に発生するが、常設低圧炉心スプレЕЙ系を用いた低圧炉心スプレЕЙ系 (常設) のみによる原子炉水位を確保することであるが、原子炉降圧時の水位回復機能を確保する観点で、注水流量の小さい常設低圧炉心スプレЕЙ系ポンプを用いた低圧炉心スプレЕЙ系 (常設) に関する停止した状態としている。
- ※6 外部電源がない場合には、常設低圧炉心スプレЕЙ系による緊急用降圧受電機操作を実施する。
- ※7 サプレッション・プール水温度 65°C到達時サブプレッジョン・プール降圧制御 (原子炉降圧の指令) の発令に待機する。65°Cに到達した場合は、原子炉水位が燃料有効長範囲以上であることを確認する。なお、本事故シナリオ系では、原子炉水位が燃料有効長範囲以上であることを確認する。なお、本事故シナリオ系では、原子炉水位が燃料有効長範囲以上であることを確認する。なお、本事故シナリオ系では、原子炉水位が燃料有効長範囲以上であることを確認する。
- ※8 原子炉降圧時には原子炉水位が燃料有効長範囲内の原子炉降圧材料の崩壊熱により原子炉水位の指示値の信頼性が低下す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。
 原子炉降圧時には、原子炉水位の指示値が燃料有効長範囲以上であることを確認する。
 ・原子炉水位の計測異常が解消した場合
 ・原子炉水位の指示値が燃料有効長範囲以上であることを確認できなくなった場合は、原子炉降圧材料の崩壊熱により判断する。
- ※9 原子炉水位不明の場合は、原子炉降圧材料の崩壊熱により、原子炉水位とサブプレッジョン・プール水位 (レベル3) 設定値から原子炉水位高 (レベル8) 設定値の間に維持することを確認する。
- ※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の手順に移行) ① 炉心損傷発生時炉心温度が燃料有効長範囲以上であることを確認する。
 ② 炉心損傷発生時炉心温度が燃料有効長範囲以上であることを確認する。
 ③ 炉心損傷発生時炉心温度が燃料有効長範囲以上であることを確認する。
 ④ 炉心損傷発生時炉心温度が燃料有効長範囲以上であることを確認する。
 ⑤ 炉心損傷発生時炉心温度が燃料有効長範囲以上であることを確認する。
- ※11 常設低圧炉心スプレЕЙ系ポンプを用いた低圧炉心スプレЕЙ系 (常設) により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定値から原子炉水位高 (レベル8) 設定値の間に維持する。
- ※12 代用降圧冷却系による原子炉降圧材料及び格納容器降圧系は以下の運用としている。
 ・高圧炉心スプレЕЙ系 (常設) による原子炉降圧材料及び格納容器降圧系 (高圧炉心スプレЕЙ系) を優先して運用する。
 ・高圧炉心スプレЕЙ系 (常設) による原子炉降圧材料及び格納容器降圧系 (高圧炉心スプレЕЙ系) が停止した場合は、常設低圧炉心スプレЕЙ系 (常設) を優先して運用する。
 ・高圧炉心スプレЕЙ系 (常設) による原子炉降圧材料及び格納容器降圧系 (高圧炉心スプレЕЙ系) が停止した場合は、常設低圧炉心スプレЕЙ系 (常設) を優先して運用する。
 ・高圧炉心スプレЕЙ系 (常設) による原子炉降圧材料及び格納容器降圧系 (高圧炉心スプレЕЙ系) が停止した場合は、常設低圧炉心スプレЕЙ系 (常設) を優先して運用する。
- ※13 常設低圧炉心スプレЕЙ系ポンプを用いた代用降圧冷却系 (常設) による格納容器降圧冷却系は、附帯圧は 130m²/h² 一定流量で、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) から 279kPa (レベル8) から 279kPa (レベル8) から 279kPa (レベル8) の範囲に維持するよう 102 ~ 120m²/h の範囲でスプレЕЙ流量を調整する。
- ※14 サプレッション・プール水位が通常水位 + 5.5m に到達した場合は、格納容器ベント装置を優先して閉鎖し、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) に維持する。また、格納容器圧力が 279kPa (レベル8) を超過した場合は、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) に維持する。また、格納容器圧力が 279kPa (レベル8) を超過した場合は、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) に維持する。また、格納容器圧力が 279kPa (レベル8) を超過した場合は、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) に維持する。
- ※15 常設低圧炉心スプレЕЙ系ポンプを用いた代用降圧冷却系 (常設) による格納容器降圧冷却系は、サブプレッジョン・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達した場合は、格納容器ベント装置を優先して閉鎖し、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) に維持する。また、格納容器圧力が 279kPa (レベル8) を超過した場合は、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) に維持する。また、格納容器圧力が 279kPa (レベル8) を超過した場合は、格納容器圧力を 279kPa (レベル8) に維持する。
- ※16 格納容器ベント装置閉鎖時、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放射線量を低減し、格納容器圧力の上昇を緩和する。

第 7.1.4.2-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の対応手順の概要

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

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）					経過時間（分）						備考	
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											
	責任者	当直発電員	1人	中央監視 運転操作指揮								
補佐	当直副発電員	1人	運転操作指揮補佐									
通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡									
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）										
操作内容					▼ 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							
状況判断	2人 A,B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●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 ●給水量全喪失の確認 ●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による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機の自動起動確認 ●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）	【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（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	-	-	●残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作（失敗）	10分							
残留熱除去系の回復 操作	-	2人 C,D	-	●残留熱除去系の機能回復操作、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 用母線の受電 操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台起動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 水ポンプを用いた 低圧代替注水 系（常設）の起動 準備操作	【1人】 A	-	-	●低圧代替注水（常設）による原子炉注水系統構成				3分				

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)

東海第二発電所

備考

				経過時間 (時間)												備考
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	
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												
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)													
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作												
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作	【1人】 A	-	-	●低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水系構成												サブプレッション・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) の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の開放操作												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冷却系 (常設) による格納容器冷却	【1人】 A	-	-	●格納容器スプレイ操作												格納容器スプレイ中、適宜状態監視
代替格納冷却系の起動操作	【1人】 A	-	-	●代替格納冷却系による原子炉注水												注水開始後、適宜原子炉水位調整
				●代替格納冷却系による格納容器スプレイ操作												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	-	-	●原子炉注水流量の増加操作												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	【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												適宜実施
				●緊急用海水系の起動操作												20分
				●代替燃料プール冷却系起動操作												15分
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器ベント準備 (系統構成)												5分
		【2人】 C, D, E	-	●現場移動 (第一号)												
				●格納容器ベント準備 (系統構成)												125分
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (サブプレッション・チェンバール)	【1人】 A	-	-	●中央制御室からの格納容器ベント操作												格納容器ベント実施後、適宜状態監視
		-	3人 (参加)	●現場手動による格納容器ベント操作												75分
可搬型代替注水中型ポンプによる水面補給操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等												180分
			【2人】 a, b	●ポンプ起動及び水源補給操作												適宜実施
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参加)	●可搬型設備用燃料タンクからタンクローリへの給油												90分
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油												適宜実施
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h 及び参加5人													

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)

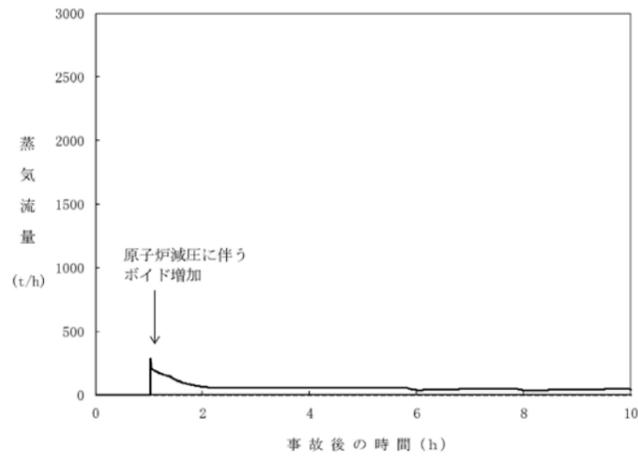
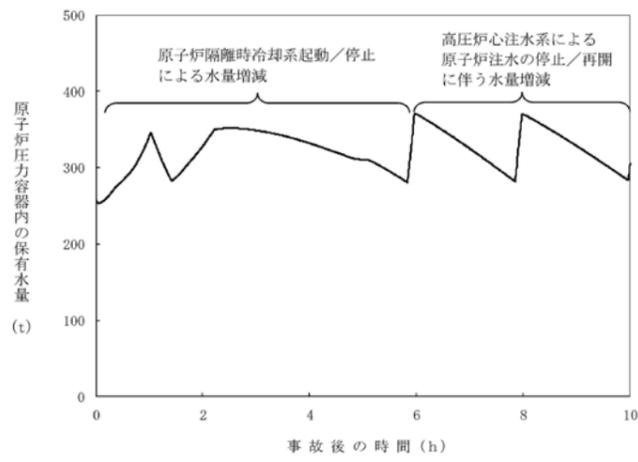
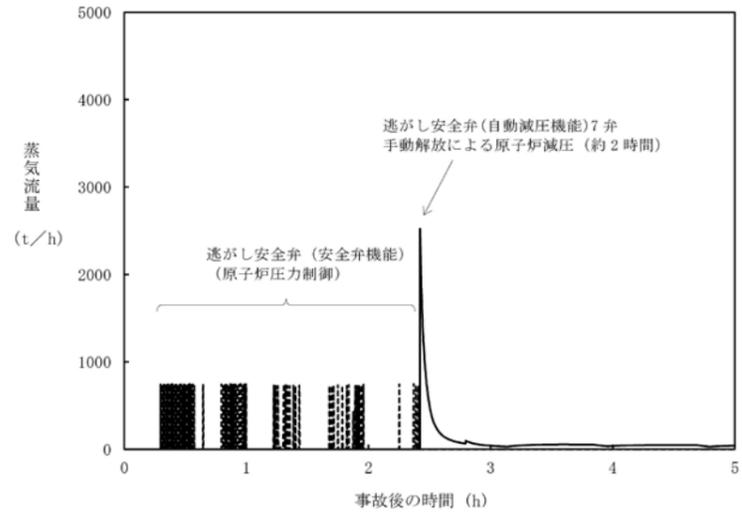
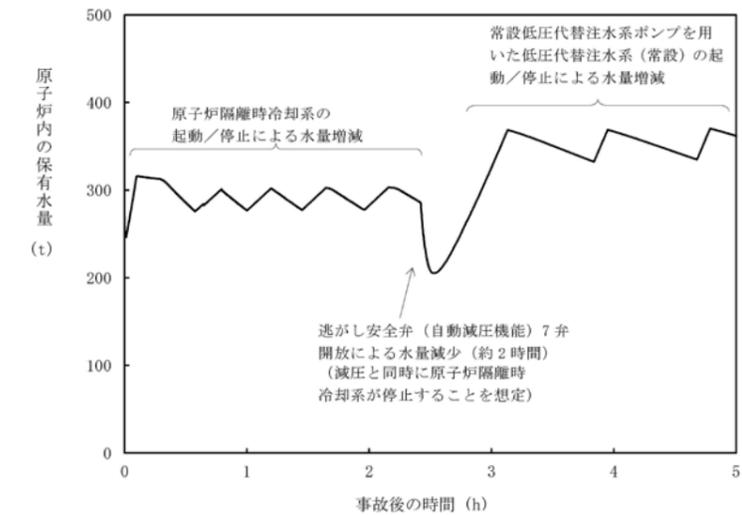
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="326 541 973 991" data-label="Figure"> <p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>(最大値：約 7.07MPa[gage]) (原子炉圧力は初期値を上回らない)</p> <p>逃がし安全弁による手動減圧 (約 1 時間)</p> <p>高圧炉心注水系による原子炉注水の停止/再開に伴う原子炉圧力変化</p> </div> <div data-bbox="474 1024 831 1054" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-6 図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="326 1102 1083 1549" data-label="Figure"> <p>原子炉水位 (シユラウド内水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>高圧炉心注水系による原子炉注水の停止/再開に伴う原子炉水位変化</p> <p>高圧炉心注水系の注水により、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮し減圧され、ポイド率が増加し、水位が低下する</p> </div> <div data-bbox="371 1581 934 1610" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-7 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p> </div> <div data-bbox="578 1722 727 1751" data-label="Text"> <p>10-7-1-420</p> </div>	<div data-bbox="1439 499 2166 1003" data-label="Figure"> <p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動/停止により炉内の蒸気発生量が増減するため、圧力の低下/上昇を繰り返す。圧力上昇時は逃がし安全弁 (安全弁機能) の開閉により圧力は制御される (原子炉への注水中は、原子炉圧力が低下する。崩壊熱の減少に伴い、圧力の低下幅が大きくなる) (最大値：約 7.79MPa[gage])</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁による手動減圧 (約 2 時間)</p> <p>高圧炉心スプレイ系の起動により圧力が大幅に低下</p> </div> <div data-bbox="1617 1035 2003 1064" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-4 図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1439 1123 2285 1633" data-label="Figure"> <p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動/停止による原子炉水位の維持</p> <p>シユラウド内 (炉心上部プレナム)</p> <p>シユラウド外</p> <p>シユラウド内 (高出力燃料集合体)</p> <p>シユラウド内 (炉心下部プレナム)</p> <p>レベル 8</p> <p>レベル 3</p> <p>レベル 2</p> <p>レベル 1</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>燃料有効長底部</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/停止による原子炉水位の維持</p> <p>原子炉減圧による蒸気流出に伴う水位低下 (約 2 時間)</p> </div> <div data-bbox="1469 1665 2151 1694" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-5 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移*</p> </div> <div data-bbox="1409 1732 1944 1761" data-label="Text"> <p>* シユラウド内外水位はポイドを含む場合は、二相水位を示している。</p> </div> <div data-bbox="1751 1785 1884 1814" data-label="Text"> <p>10-7-359</p> </div>	

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>第7.1.4.2-6図 注水流量の推移</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>

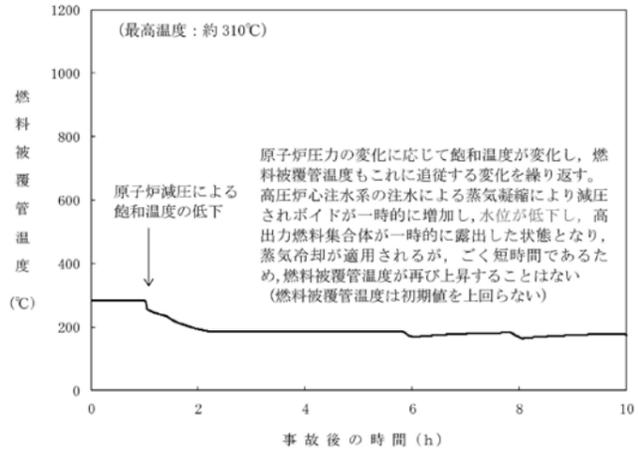
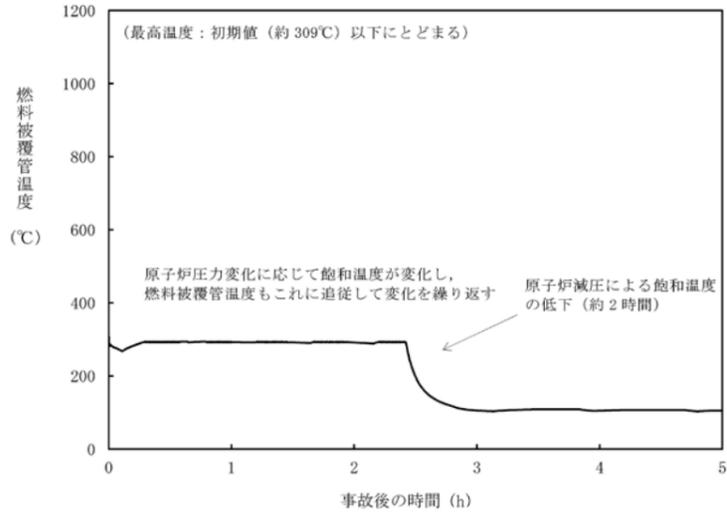
10-7-1-421

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)

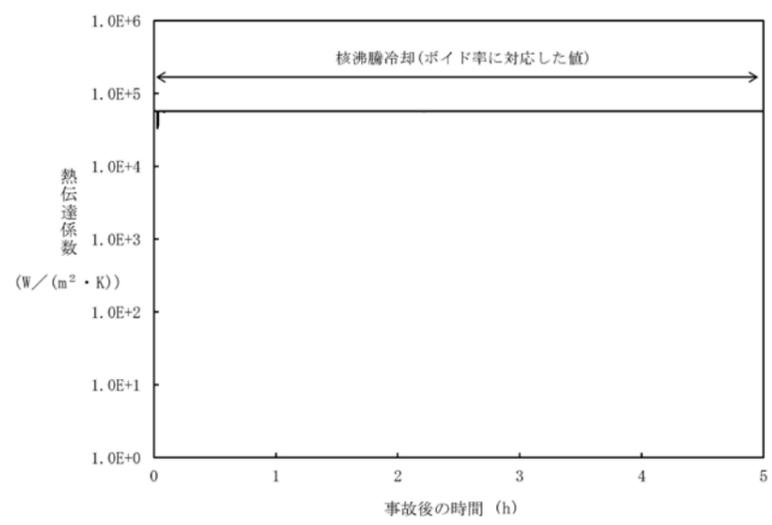
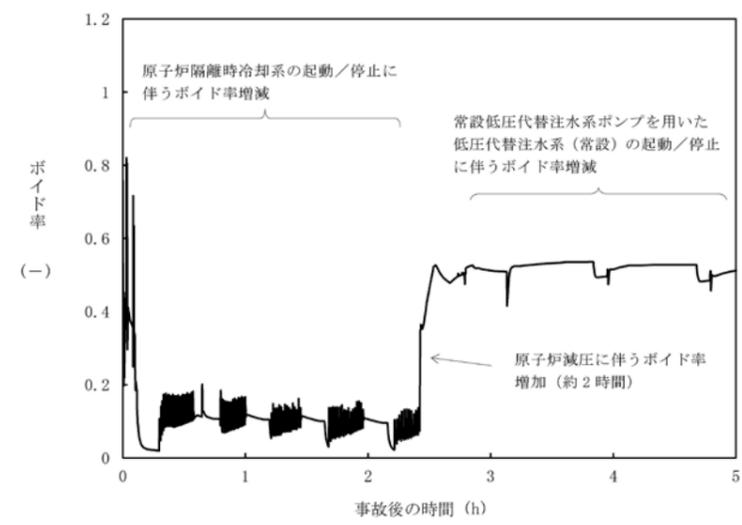
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.4.2-10図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第7.1.4.2-11図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-422</p>	 <p>第7.1.4.2-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第7.1.4.2-8図 原子炉内保有水量の推移</p>	

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))

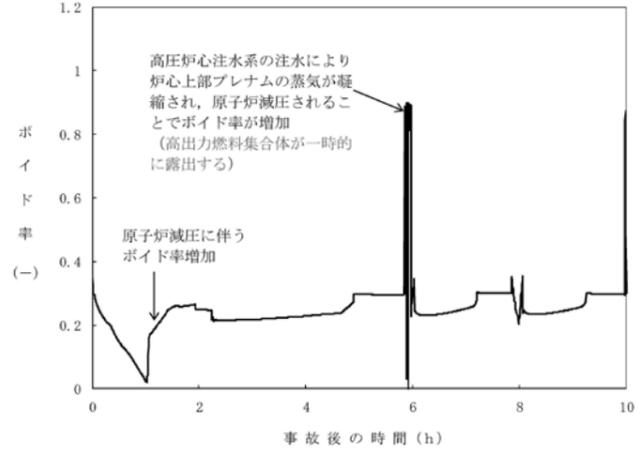
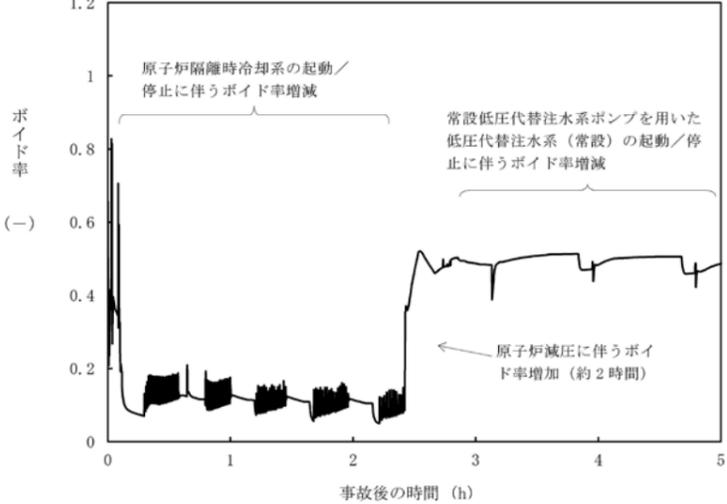
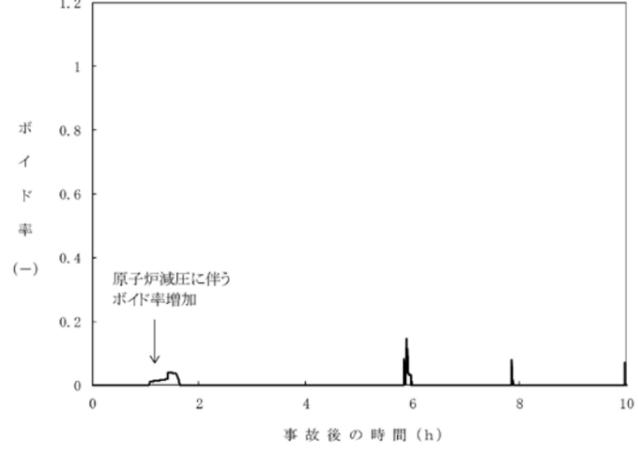
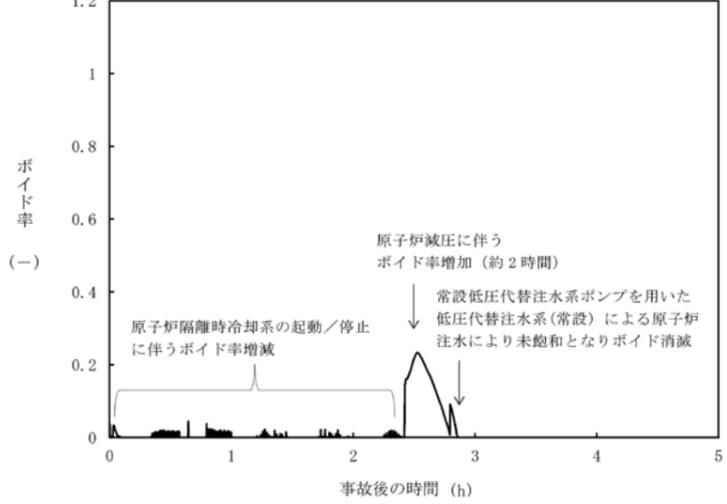
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>(最高温度：約310°C)</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>原子炉圧力の変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従する変化を繰り返す。高圧炉心注水系の注水による蒸気凝縮により減圧されボイドが一時的に増加し、水位が低下し、高出力燃料集合体が一時的に露出した状態となり、蒸気冷却が適用されるが、ごく短時間であるため、燃料被覆管温度が再び上昇することはない (燃料被覆管温度は初期値を上回らない)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第7.1.4.2-12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>(最高温度：初期値 (約309°C) 以下にとどまる)</p> <p>原子炉圧力変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従して変化を繰り返す</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (約2時間)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第7.1.4.2-9図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>10-7-361</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 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>  <p>第 7.1.4.2-11 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>	

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)

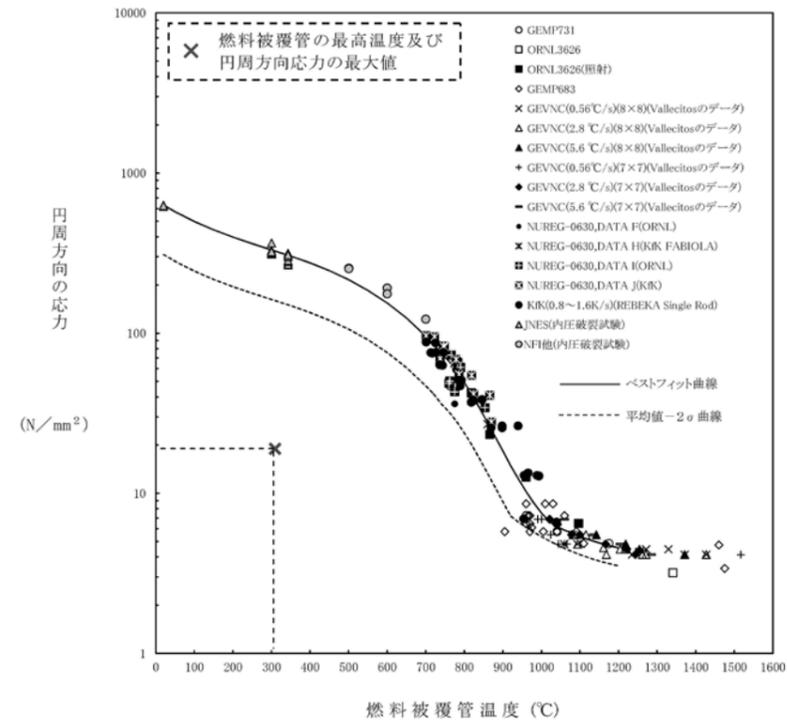
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.4.2-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> <p>10-7-1-423</p>	 <p>第 7.1.4.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	
 <p>第 7.1.4.2-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>第 7.1.4.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> <p>10-7-363</p>	

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. 2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

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="311 346 1038 745" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="460 787 875 819" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-15 図 格納容器圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="578 987 756 1018" data-label="Text"> <p>10-7-1-424</p> </div> <div data-bbox="311 1302 1038 1701" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="415 1722 890 1753" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-16 図 格納容器気相部温度の推移</p> </div>	<div data-bbox="1424 483 2107 955" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1573 976 1988 1008" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-15 図 格納容器圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1528 1050 2018 1113" data-label="Text"> <p>ドライウエル温度は以下により初期温度から急激に上昇する ・主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力及び原子炉内飽和温度の上昇 ・ドライウエル冷却装置の停止</p> </div> <div data-bbox="1439 1102 2122 1512" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1528 1564 2018 1596" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.2-16 図 格納容器気相部温度の推移</p> </div> <div data-bbox="1706 1669 1855 1701" data-label="Text"> <p>10-7-365</p> </div>	<div data-bbox="2552 157 2700 199" data-label="Text"> <p>備考</p> </div>

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 7.1.4.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>10-7-1-425</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>10-7-366</p> <p>第 7.1.4.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<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「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>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「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」では、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、原子炉は臨界状態が継続し、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 (代替原子炉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、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 (サブプレッション・プール水冷却系) 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及び原子炉手動スクラム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7.1.5-1図に、対応手順の概</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</p>	<p>要を第7.1.5-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第7.1.5-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員8名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行う当直運転員4名及び通報連絡等を行う災害対策要員2名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第7.1.5-3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、初動対応要員8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ボタン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。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(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)が作動し、再循環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。</p> <p>また、制御棒挿入機能の回復操作を実施する。</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>主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を介してサブレーション・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])設定点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>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り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、原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)設定点近傍まで低下させ、原子炉出力を抑制する。</p> <p>また、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。</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>

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>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</p> <p>ドライウエル圧力高（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</p> <p>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。</p> <p>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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転</p> <p>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇する。サプレッション・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プレッション・チェンバ・プール水温度である。</p>	<p>高圧炉心スプレイ系等の自動起動確認に必要な計装設備は，ドライウエル圧力，高圧炉心スプレイ系系統流量等である。</p> <p>c. 自動減圧系等の作動阻止操作</p> <p>原子炉が自動減圧され，低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し，正の反応度が印加されることを防止するため，原子炉停止機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお，自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。</p> <p>自動減圧系等の作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</p> <p>原子炉停止機能喪失及び再循環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，かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認し，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。</p> <p>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，サプレッション・プール水温度等である。</p> <p>ほう酸水の注入により原子炉出力は徐々に低下し原子炉は未臨界になったことを確認する。</p> <p>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（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱</p> <p>原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで，サプレッション・プール水温度は上昇する。このため，サプレッション・プール水温度が32℃に到達した時点で，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却運転を開始し，格納容器除熱を開始する。有効性評価においては，事象発生から短時間でサプレッション・プール水温度が49℃まで上昇するため，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>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度，残留熱除去系系統流量である。</p> <p>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は，原</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 (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 (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</p>	<p>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 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。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、燃料域)、起動領域計装等である。</p> <p>g. 使用済燃料プールの冷却 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</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る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・プール水冷却系) により継続的に実施する。</p> <p>7.1.5.2 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 (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)、E C</p>	<p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</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>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 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 (a) 起因事象 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。 (b) 安全機能等の喪失に対する仮定 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。 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。 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。 (c) 評価対象とする炉心の状態 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。 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。 (d) 外部電源 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，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 本重要事故シーケンスに対する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。 a. 初期条件 (a) 炉心流量 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41,060t/h（85%）を設定する。 b. 事故条件 (a) 起因事象 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。 (b) 安全機能等の喪失に対する仮定 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。 2) 原子炉手動スクラムには期待しないものとする。 3) 代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。 (c) 評価対象とする炉心の状態 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ボイド反応度印加割合が大きく，原子炉出力の観点で厳しくなる。 (d) 外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がある場合，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で，原子炉出力の観点で厳しくなる。</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</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 (代替原子炉再循環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、再循環ポンプが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 弁) は、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>(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</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>

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、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(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、燃料被覆管温度、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</p>	<p>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、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) 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・プール水冷却系) 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、「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) 自動減圧系等の作動阻止操作は、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作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。</p> <p>(b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の作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・プール水冷却系)による格納容器除熱は、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7.1.5-4 図から第</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>ー21 図に示す。</p> <p>※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>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</p>	<p>7.1.5ー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 7.1.5ー19 図に示す。</p> <p>※ 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>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、燃料被覆管の温度が約 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ポンプが全台トリップする。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、初期のピーク温度（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（逃がし弁機能）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電動駆動給水ポンプがトリップ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。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℃に近接した場合は停止するが、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</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（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>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>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>事象発生後の17分後に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）2系統による格納容器除熱を開始する。</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上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり、再循環ポンプトリップによる出力低下によってリウェットすることで低下する。第7.1.5-10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7.1.5-7図及び第7.1.5-17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プレッション・プール水温は、第7.1.5-19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、それぞれ最高値は約0.20MPa[gage]、約115℃以下となり、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。こ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（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続することで安定状態が確立する。</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「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>	

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>7.1.5.3 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>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</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</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（サプレッション・プール水冷却系）により格納容器除熱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，自動減圧系等の作動阻止操作，ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱とする。</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，「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）

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>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、</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が、ほう酸水注入開始後に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、燃料被覆管が高めに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を仮定しても、第7.1.5-20図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約1,060℃であり、「7.1.5.2(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評価項目を満足する。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2%以下であり、評価項目を満足する。</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</p>	<p>・記載箇所の違い</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（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>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>(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</p>	<p>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ことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 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、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 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>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 33 W/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、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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮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、事象進展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</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>

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>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，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>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，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の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する。このため，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ことと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・</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、</p>	<p>プール水温度の最大値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、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、ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり、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。</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 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から、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、評価項目と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>	

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>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、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>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7.1.5-21 図から第7.1.5-24 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及び再循環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する。このため、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ことと相まって中性子束の低下が遅くなり、サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、サプレッション・プール水温度の最大値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、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、</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. 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，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</p>	<p>ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，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>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作動阻止操作は，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，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，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>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，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，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>	

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>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</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作動阻止操作は，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（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，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>・東海第二では，(1)及び(2)の中で同様の内容を記載</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>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 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、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。 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</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。 操作条件の自動減圧系等の作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タイマーが作動するのは事象発生約 230 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操作を実施することで、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 弁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「7.1.1 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 まで低下している。よって、合計で事象発生から約 510 秒程度の時間余裕がある。</p> <p>操作条件のほう酸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・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要</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</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>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>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</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については、事象発生初期に復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバ・プールに水源が切り替わった後は、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、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</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</p>	<p>事故シーケンスにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、ほう酸水の炉心部への注水が開始される事象発生後の 570 秒後における水温上昇率は 2℃/分程度であることから、200℃に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は、仮に操作が遅れた場合、格納容器除熱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・プールの最高水温は約 115℃であり、サブプレッション・プール冷却を開始する事象発生後の 17 分後における水温上昇率は 2℃/分程度であることから、200℃に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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>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」の重大事故等対策に必要な要員は、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 8 名であり、災害対策要員の 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「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、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サブプレッション・プール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>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</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、非常用ディーゼル発電機による電源供給につい</p>	<p>ら、操作開始時の S/P 水温度上昇率から時間余裕を評価している。</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>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）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>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>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ことにより、炉心</p>	<p>では、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約130.3kLの軽油が必要となる。合計で約614.3kLの軽油が必要となるが、軽油貯蔵タンクに約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及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル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、電源供給が可能である。</p> <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（代替原子炉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、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（サブプレッション・プール水冷却系）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「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（代替原子炉再循環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を継続し、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除</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>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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>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>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナリオグループ「原子炉停止機能喪失」において、ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環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 (サブプレッション・プール水冷却系) 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「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)

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、ドライウェル圧力高 (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】 【換熱器冷却系 (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】 【換熱器冷却系ポンプ吐出圧力】
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	主蒸気循環弁の閉止により、復水ポンプ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水位は維持される。	【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】 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 【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 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動作により、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
はう館水注入系による原子炉水位維持	はう館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、炉心へのはう館水の注入を開始する。	はう館水注入系	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
換熱器冷却系 (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換熱器冷却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、原子炉格納容器温度を抑制する。	【換熱器冷却系 (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 【換熱器冷却系系統流量】

【】：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操作

第 7.1.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (1/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		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、制御棒が全挿入位置又は 02 ボジション (最大未挿入位置) 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、手動スクラムボタン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を実施する。 原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで、原子炉停止機能喪失を判断する。 原子炉圧力高信号により A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) が作動し再循環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。 制御棒挿入機能の回復操作を実施する。 	常設設備 A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	可搬型設備 -	計装設備 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7.1.5-1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	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエール圧力高 (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】 【低圧注水ポンプ吐出圧力】
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	主蒸気循環系の閉止により、蒸気炉ヘッド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】 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 (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】 【低圧注水ポンプ吐出圧力】
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 (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手動起動し、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
低圧炉心注水系統 (サブプレッシャ・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シャ・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。	【低圧炉心注水系統 (サブプレッシャ・チェンバ・プールの水冷却モード)】	-	サブプレッシャ・チェンバ・プールの水温度 【低圧炉心注水系統流量】

【 】：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

10-7-1-313

東海第二発電所

備考

第7.1.5-1表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (2/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
高圧炉心スプレイス系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> ・ドライウエール圧力高 (13.7kPa[gage]) 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 (低圧注水系統) も自動起動し、ミニプロローブ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。 ・原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点近傍まで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、復水系統が全停となるが、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 (逃がし弁機能)*	計装設備 ドライウエール圧力* 原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (S A広帯域、S A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ない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

10-7-396

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	過剰し安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエルの圧力高 (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】 【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	主蒸気循環系の閉止により、蒸気炉ホットウエルの水位が低下し格納容器ポンプがトリップする。これにより格納容器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統による原子炉注水が継続しているため炉心の水位は維持される。	【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】 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 (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】
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 (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抑制する。	【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・プールの水温度 【低圧炉心注水系統流量】

【 】：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操作

10-7-1-313

東海第二発電所

備考

第7.1.5-1表 原子炉停止機能喪失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	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	<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。 自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。 	自動減圧系の起動阻止スイッチ	ドライウエルの圧力* 原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (S A広帯域、S A燃料域) 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A) 平均出力領域計装* 起動領域計装* サプレッジョン・プールの水温度* ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*
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、かつサブプレッジョン・プールの水温度が49℃に近接又は超過していることを確認する。 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*	

* 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

10-7-397

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	送給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】 【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系統流量】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【低圧炉心注水系統系統流量】 【低圧炉心注水系統系統流量】
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	主蒸気循環系の閉止により、蒸気炉ホットウェルの水位が低下し格納容器ポンプがトリップする。これにより格納容器の全喪失となり、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】 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 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【低圧炉心注水系統系統流量】
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) 高圧代替注水系統系統流量 低圧炉心注水系統系統流量
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作動により、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自動起動し、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
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) による格納容器除熱	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・プールの冷却系を起動し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【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)】	-	サブプレッショントラップ・プールの冷却系系統流量 【残留熱除去系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 ■：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7.1.5-1表 原子炉停止機能喪失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
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) による格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッショントラップ・プールの冷却系が32℃に到達したことを確認する。 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) による格納容器除熱を実施する。 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) による格納容器除熱を開始した以降も、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・プールの冷却系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・プールの冷却系が106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。 	<ul style="list-style-type: none"> 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) * 	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッショントラップ・プールの冷却系系統流量* 残留熱除去系系統流量*
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水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、高圧炉心スプレイレイ系により原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系* 高圧炉心スプレイレイ系* 	<ul style="list-style-type: none"> 平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉水位 (広帯域、燃料域) * 原子炉水位 (S A広帯域、S A燃料域) 高圧炉心スプレイレイ系系統流量*
使用済燃料プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	-	-

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

10-7-398

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		-
原子炉熱出力	プラント動特性：REDY 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 カーポート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52.2×10 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 き、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 (動的ドップラ係数)	サイクル末期の値の0.9倍	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 (ドラウイウエル)	7,350m 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)
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	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プールの水温の上り値として設定
サブプレッション・チェンバ・プールの水温	35℃	通常運転時の格納容器圧力として設定
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7.1.5-2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		
原子炉熱出力	プラント動特性：REDY 3.293MW	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 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 スカーポート下端から+126cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	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 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
主蒸気流量	6,420t/h	定格主蒸気流量を設定
給水温度	216℃	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 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 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
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) 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 (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の1.25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
核データ (動的ドップラ係数)	平衡サイクル末期の値の0.9倍	
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

10-7-399

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

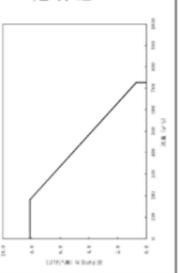
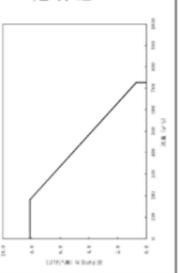
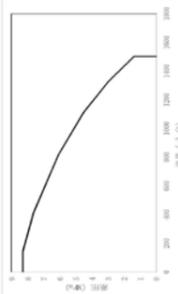
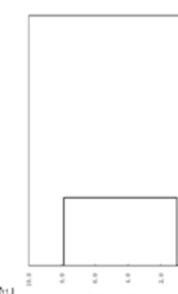
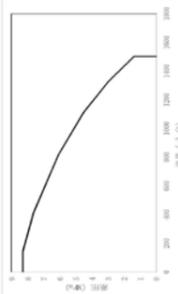
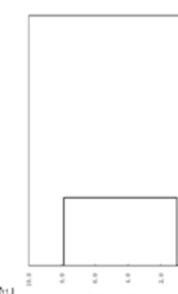
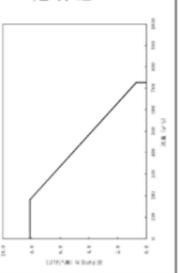
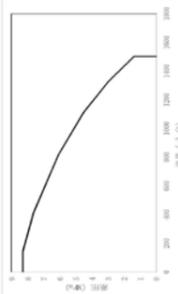
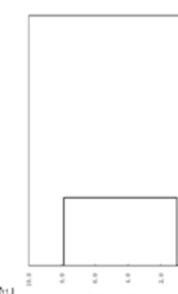
第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/5)

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
安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能、手動での原子炉スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失	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	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べて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、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	主蒸気隔離弁閉	—
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3秒	設計値の下限 (最も短い時間) 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	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
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	逃がし弁機能の設計値として設定
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	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定

第7.1.5-2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
サブプレッション・プール水量	3,300m ³	サブプレッション・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、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
サブプレッション・プール水温度	32℃	サブプレッション・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、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	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	外部電源あり	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で、原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定
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 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉圧力高 (7.39MPa [gage]) にて全台トリップ (遅れ時間 0.2秒)	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
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2個, 354.6t/h/個 7.44MPa [gage] × 4個, 357.8t/h/個 7.51MPa [gage] × 4個, 361.1t/h/個 7.58MPa [gage] × 4個, 364.3t/h/個 7.65MPa [gage] × 4個, 367.6t/h/個	設計値を設定 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

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;">第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">項目</th> <th style="width: 40%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>電動駆動給水ポンプ</td> <td> <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 </td> <td>電動駆動給水ポンプの設計値として設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル2) 又はドライウェル圧力高信号 (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[dif]において) </td> <td>  <p>原子炉隔離時冷却系による注水特性</p> </td> </tr> <tr> <td>高圧炉心注水系</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1.5) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24秒 (設計値の37秒から非常用デューセ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[dif]において) </td> <td>  <p>高圧炉心注水系の設計値として設定</p> <p>高圧炉心注水ポンプ1台による注水特性</p> </td> </tr> <tr> <td>ほう酸水注入系</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190L/min ほう酸濃度 13.4wt% </td> <td>ほう酸水注入系の設計値として設定</td> </tr> <tr> <td>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)</td> <td> <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) </td> <td>残留熱除去系の設計値として設定</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p style="text-align: center;">10-7-1-316</p>	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) 又はドライウェル圧力高信号 (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[dif]において) 	 <p>原子炉隔離時冷却系による注水特性</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) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24秒 (設計値の37秒から非常用デューセ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[dif]において) 	 <p>高圧炉心注水系の設計値として設定</p> <p>高圧炉心注水ポンプ1台による注水特性</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	<p style="text-align: center;">第7.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">項目</th> <th style="width: 40%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧炉心スプレイ系</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号にて自動起動 (遅れ時間：0秒) 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 注水流量：145m³/h~1,506m³/h 注水圧力：0MPa[dif]~8.30MPa[dif] </td> <td> <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>  </td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 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) 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 サブレーション・プールの水温が106℃に近接した場合は停止 注水流量：136.7m³/h 注水圧力：1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage] </td> <td> <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>  </td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p style="text-align: center;">10-7-401</p>	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	<ul style="list-style-type: none"> ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号にて自動起動 (遅れ時間：0秒) 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 注水流量：145m³/h~1,506m³/h 注水圧力：0MPa[dif]~8.30MPa[dif] 	<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	<ul style="list-style-type: none"> 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) 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 サブレーション・プールの水温が106℃に近接した場合は停止 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> 	<p style="text-align: center;">備考</p>
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) 又はドライウェル圧力高信号 (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[dif]において) 	 <p>原子炉隔離時冷却系による注水特性</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) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24秒 (設計値の37秒から非常用デューセ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[dif]において) 	 <p>高圧炉心注水系の設計値として設定</p> <p>高圧炉心注水ポンプ1台による注水特性</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																											
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	<ul style="list-style-type: none"> ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号にて自動起動 (遅れ時間：0秒) 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 注水流量：145m³/h~1,506m³/h 注水圧力：0MPa[dif]~8.30MPa[dif] 	<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	<ul style="list-style-type: none"> 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) 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 サブレーション・プールの水温が106℃に近接した場合は停止 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> 																											

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	原子炉急速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
最大出力密度 (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 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7.1.5-2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から3分30秒後 (事象発生から9分30秒後)
	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・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において)

10-7-402

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

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 Dougal11-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	学会標準における相関式2	-

第7.1.5-2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	自動減圧系等の作動阻止操作	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作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、自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の作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・プールの水冷却系) による格納容器除熱	運転手順に基づき、状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

10-7-403

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.5-2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

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 Dougal11-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7.1.5-2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	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
初期条件	1.24	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界を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料線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界を設定
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関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	「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	-

10-7-404

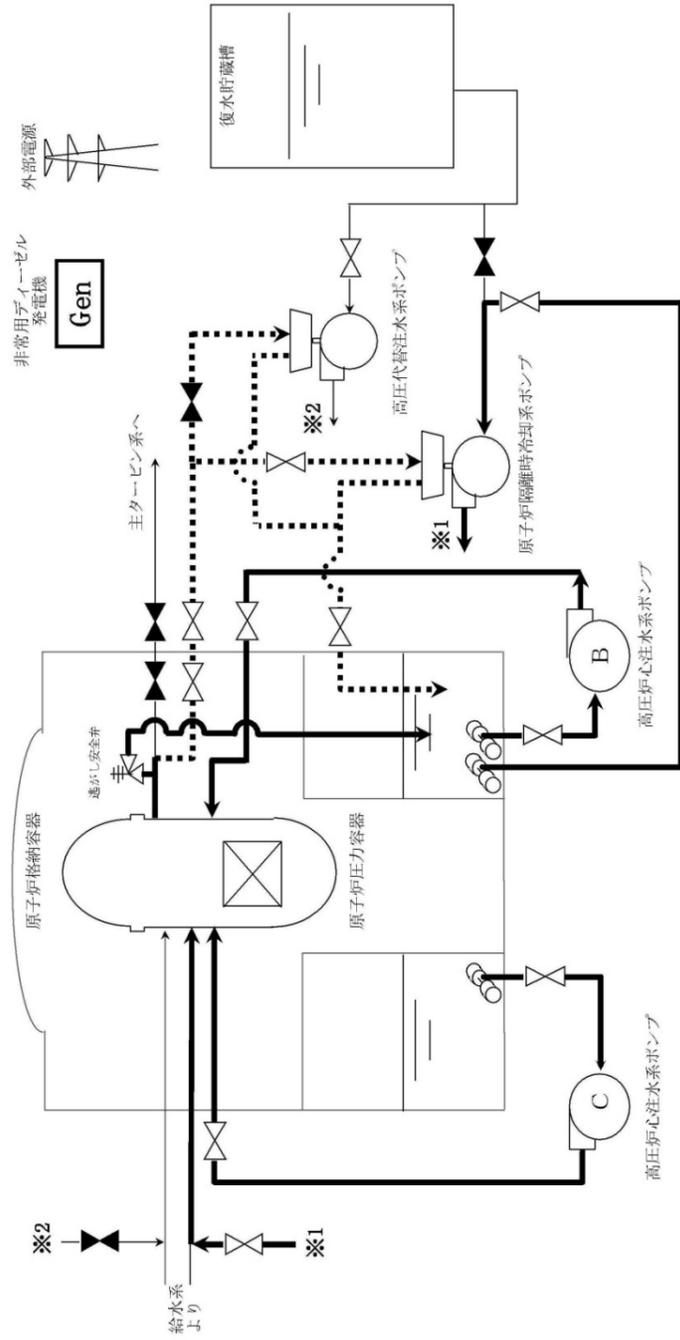
備考

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)

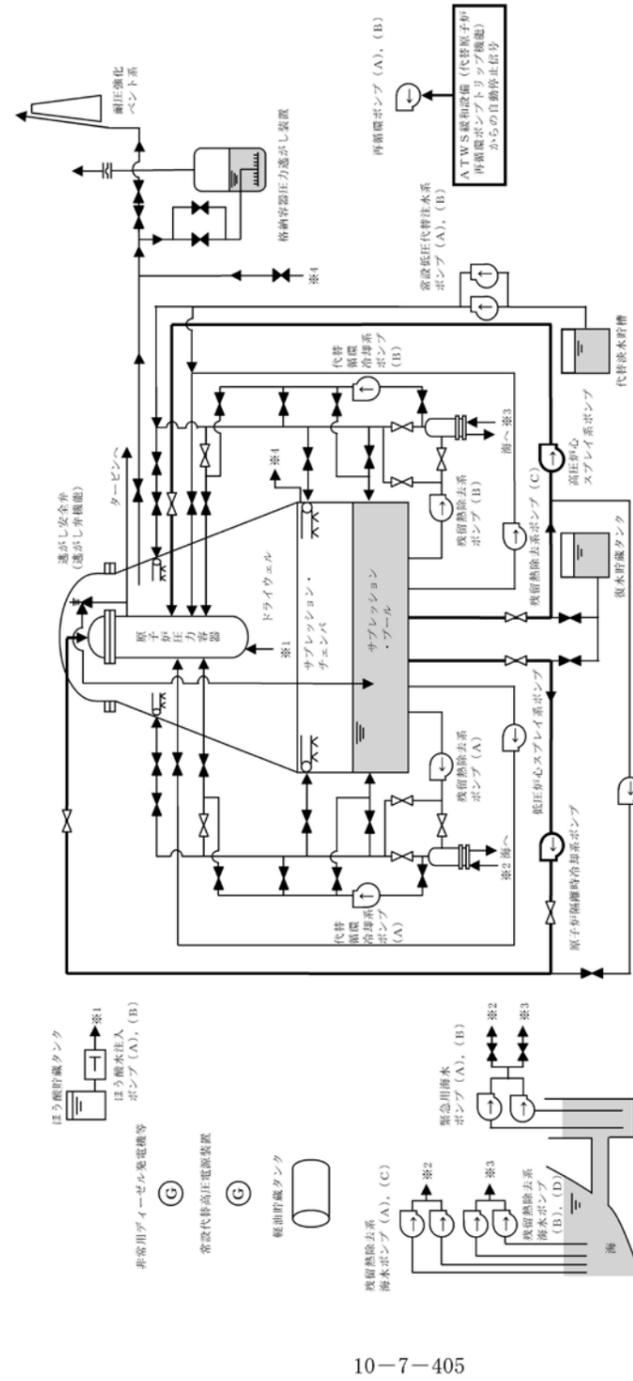
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 7.1.5-1 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 7.1.5-1 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 (代替原子炉再循環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	東海第二発電所	備考
<p>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)</p>	<p>第7.1.5-1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) (高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水, ほう酸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・プールの水冷却系) による格納容器除熱段階)</p>	<p>備 考</p>

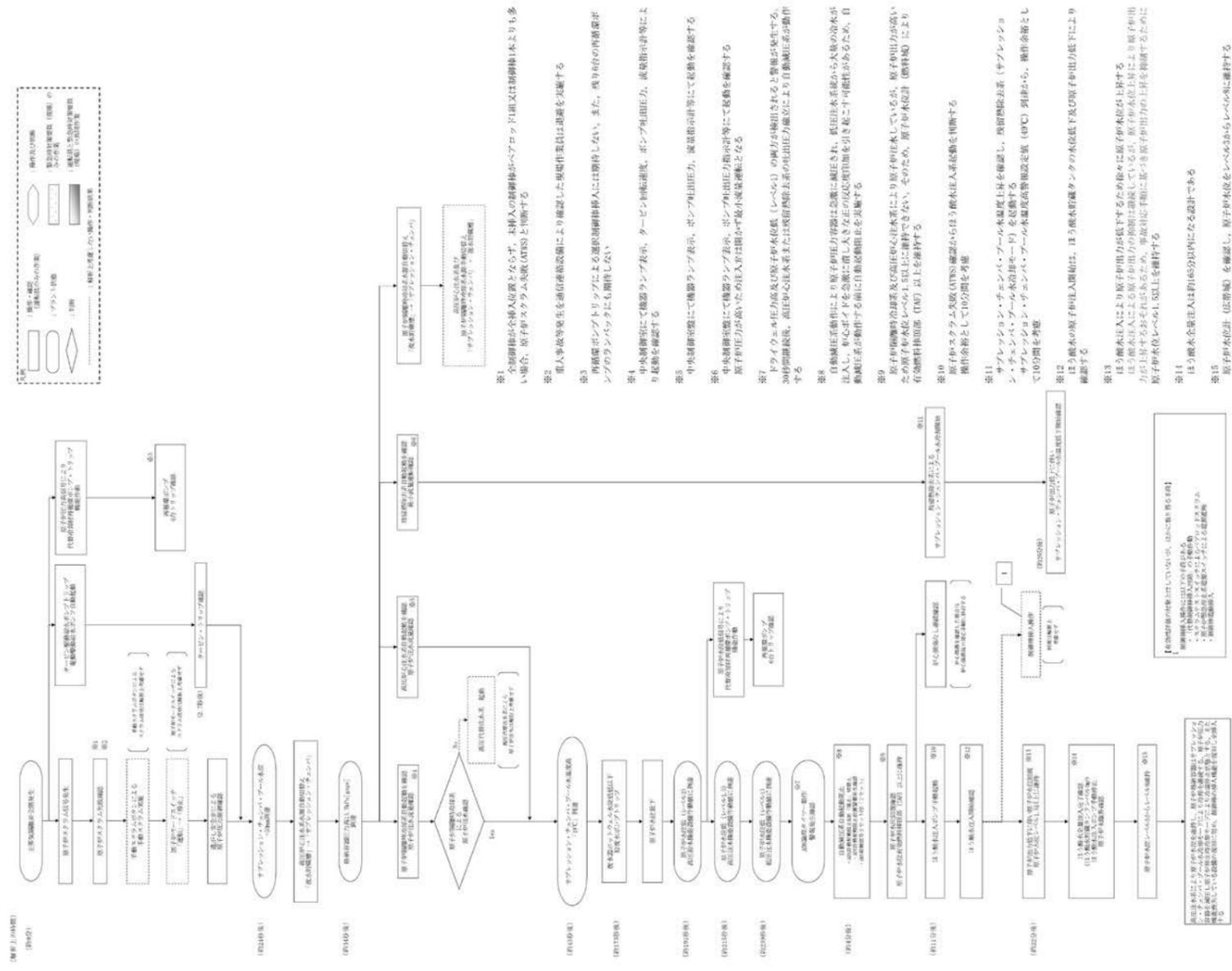
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.5-3 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)</p>	<p>第7.1.5-1 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) (高圧炉心スプレイス系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレシジョン・プールの水冷却系) による格納容器除熱段階)</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

備考

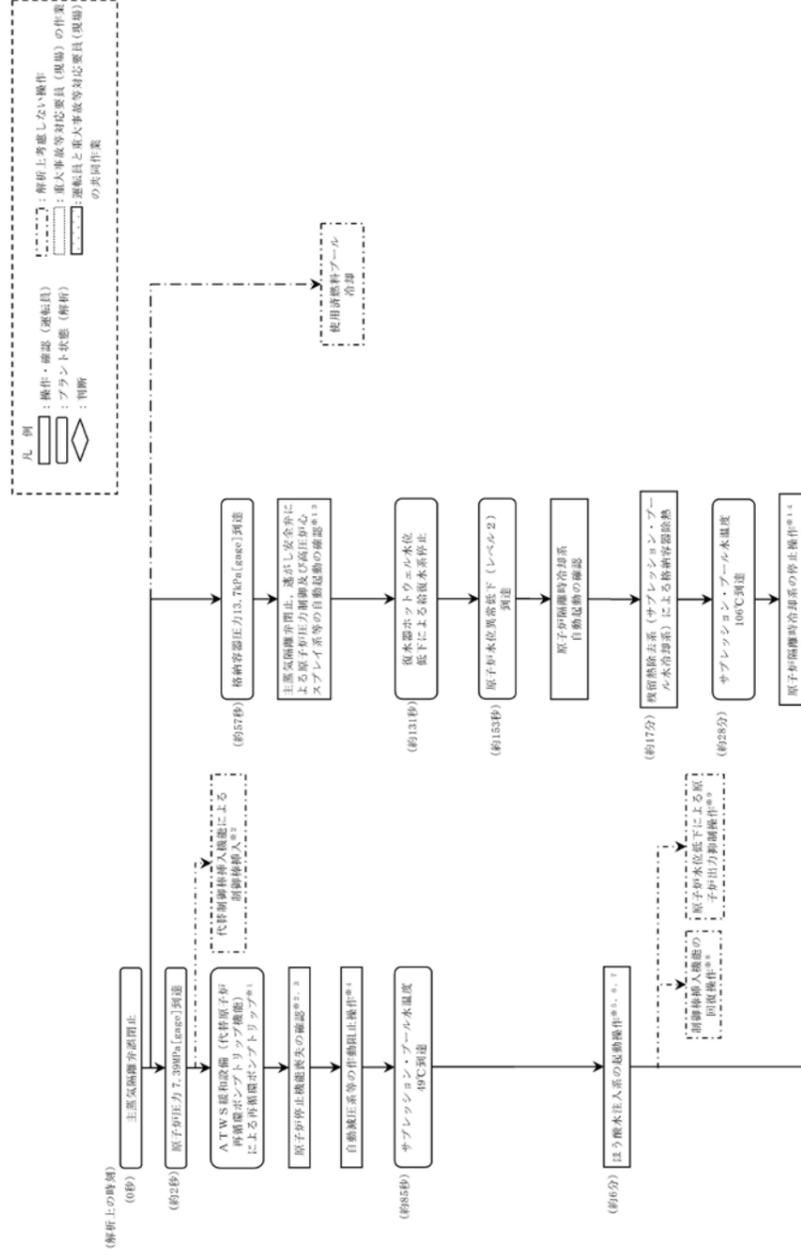


第7.1.5-4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

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)

東海第二発電所

備考



- ※1 再稼働シフトリップによる選別制御棒挿入には期待しない。
- ※2 代替制御棒挿入機能、手動スクラムボタン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。
- ※3 全制御棒が全挿入位置又は0%ポジション (最大水漏率引抜位置) まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※4 自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると、炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから、原子炉停止機能喪失を確認した場合は、自動減圧系等の作動を阻止する。
- ※5 ほう水注入系起動操作は、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40℃に近接又は超過していることを確認した時点で選定が実施される。
- ※6 中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、ほう水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。
- ※7 ほう水注入系起動操作は、以下により、中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
 - ・ 振動の平均出力領域計装指示値が2～3秒間際で振動し、最大振幅が20%を超えた場合又は
 - ・ 振動の局所出力領域計装指示値が2～3秒間際で振動し、最大振幅が10%を超えた場合
- ※8 制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが、解析上考慮しない。
 - ・ 中央制御室でのスクラム、バイロット音電器用ヒューズ引き抜き操作
 - ・ 制御棒挿入機能の回復操作
 - ・ 中央制御室からの手動操作による制御棒挿入
 - ・ 現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水
- ※9 原子炉停止機能喪失時は、運転手順に従い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。
- ※10 ほう水注入系の全量注入完了確認までは、原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル4) 設定点付近に維持する。
- ※11 ほう水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。企業注入を確認した後にほう水注入系の停止操作を実施する。
- ※12 ほう水注入系の全量注入完了後は、原子炉水位を原子炉水位異常 (レベル3) から原子炉水位異常高 (レベル8) の間に維持する。
- ※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。原子炉が高圧状態のため、低圧心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動するが、ミニフロー運転にて足動付機状態となる。
- ※14 原子炉隔離時冷却系は、水源であるサブプレッション・プールの水温度が106℃に近接した場合は停止する。原子炉隔離時冷却系の停止後は、高圧心スプレイ系の原子炉注水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。

第 7.1.5-2 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				・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、高圧炉心注水系、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																						
指揮者	6号 7号	当直副長	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)																										
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-																									
自動減圧系 自動起動阻止	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	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・プール冷却状態監視																		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 高圧炉心注水系 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

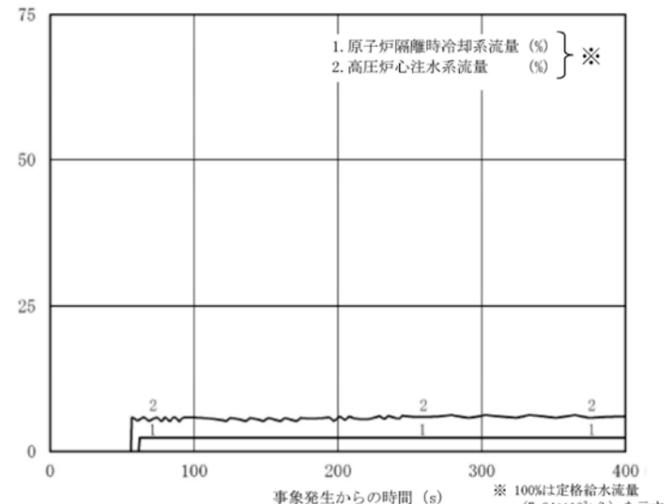
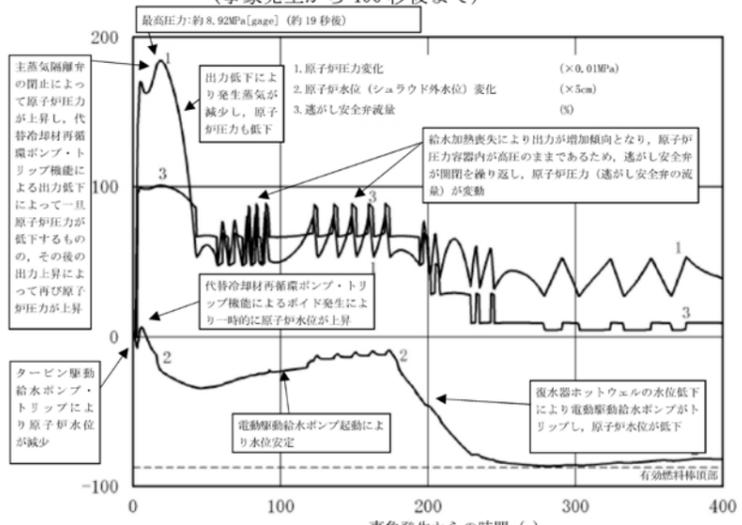
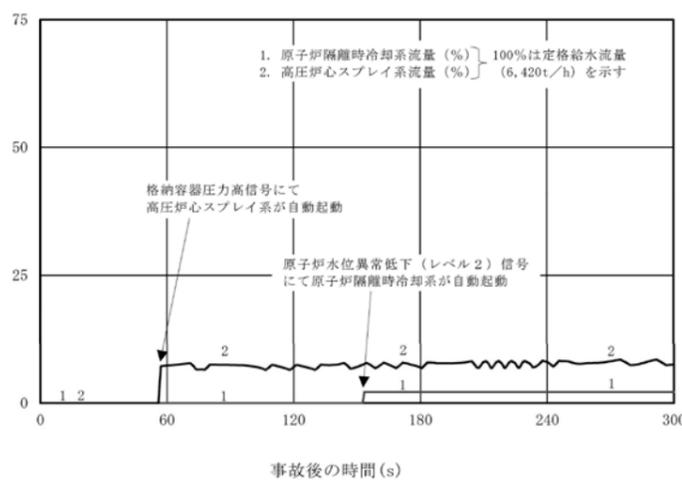
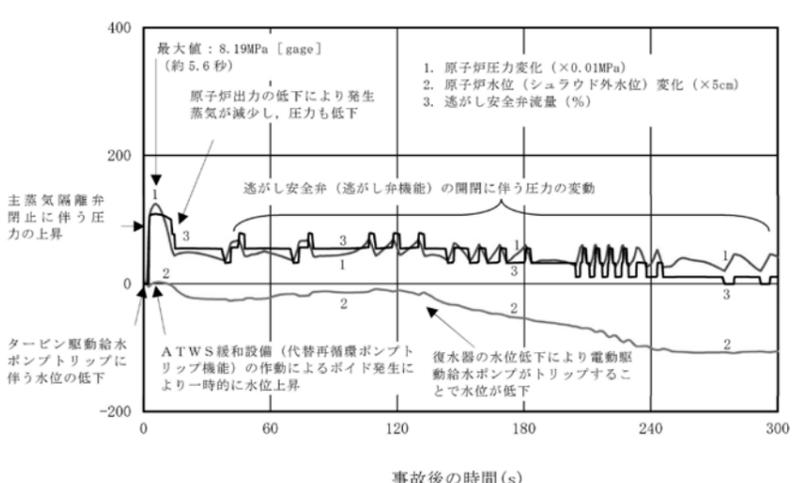
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所				備考
原子炉停止機能喪失				
		経過時間 (分)		経過時間 (時間)
		0 5 10 15 20 30 40 50 60 70 80 90 100		備考
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は始作業後移動してきた要員	操作の内容	経過時間 (分)	経過時間 (時間)
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		
通報連絡者	災害対策要員 2人	災害対策本部連絡 緊急時外部連絡		
当直運転員 (中央監視室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉自動スクラム失敗の確認 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御の確認 ●タービン停止の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	3分	
自動減圧等の作動阻止操作	【1人】 A	●自動減圧系/遊渡時自動減圧の作動阻止操作	1分	
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	●ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2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挿入機能の回復操作	【1人】 A 【2人】 A, B	●原子炉水位低下操作による原子炉出力の抑制操作 ●代替制御棒挿入回路の起動操作 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作 ●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッド計器用空気系排気操作		原子炉水位調整 ほう酸水全量注入完了までは適宜状態監視し、全量注入完了を確認した後にほう酸水注入系を停止
残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却) による格納容器除熱操作	【1人】 B	●残圧注水モードからサブプレッション・プール冷却モードへの切替え操作 (2系列) ●サブプレッション・プール冷却状況監視	6分	適宜実施
原子炉水位調整操作	【1人】 A	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作		適宜実施 サブプレッション・プール水温度が100℃に上昇した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	●電設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作		適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル4-1) 設定点付近に維持し、全量注入完了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4-8) 設定点の間に維持
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人	

第 7.1.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

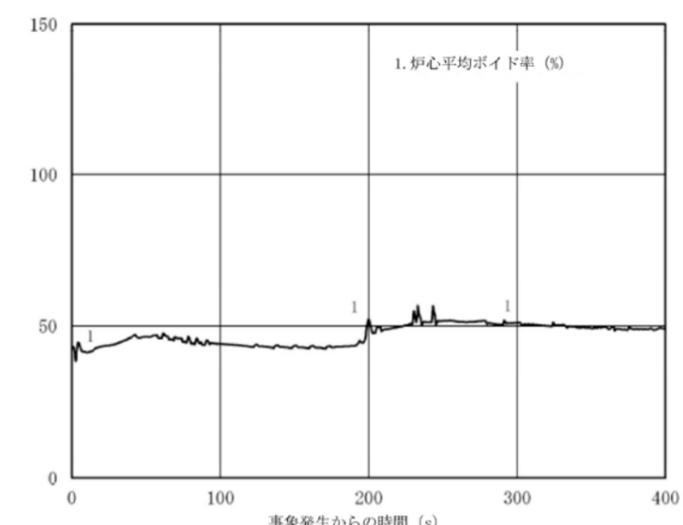
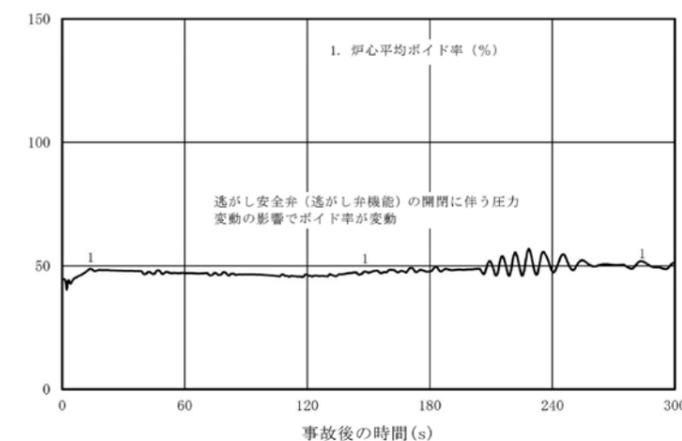
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

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 7.1.5-4 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 7.1.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)</p>	
<p>10-7-1-431</p>	<p>10-7-410</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>10-7-1-432</p>  <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>10-7-411</p>  <p>第7.1.5-6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7.1.5-7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>

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>1. 炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>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)</p> <p>10-7-1-433</p>	 <p>1. 炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の閉閉に伴う圧力変動の影響でボイド率が変動</p> <p>第 7.1.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)</p> <p>10-7-412</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 style="text-align: center;">柏崎刈羽原子力発電所6/7号機</p> <p style="text-align: center;">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 style="text-align: center;">第 7.1.5-12 図 燃料被覆管温度*の推移 (14 ノード (第 4 スペース位置) 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 style="text-align: center;">10-7-1-434</p>	<p style="text-align: center;">東海第二発電所</p> <p style="text-align: center;">第 7.1.5-9 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 style="text-align: center;">第 7.1.5-10 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 style="text-align: center;">10-7-413</p>	<p style="text-align: center;">備 考</p>

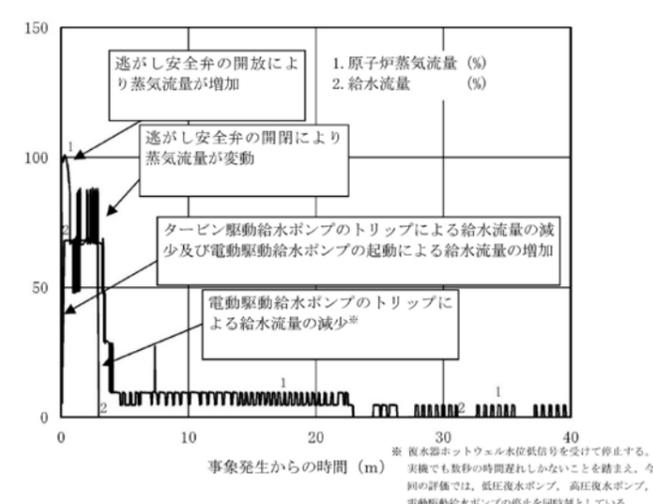
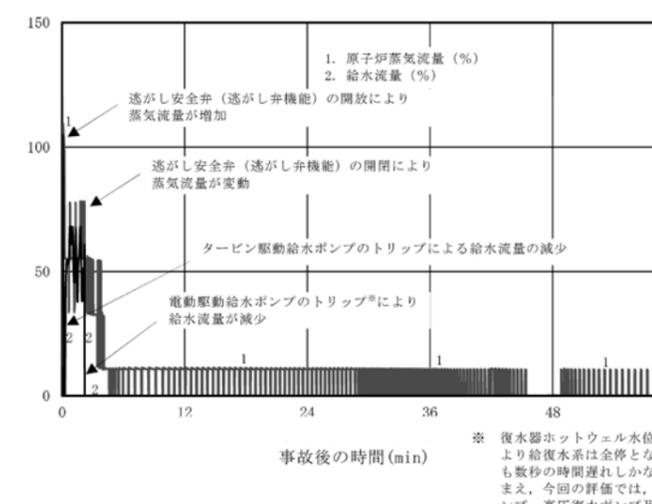
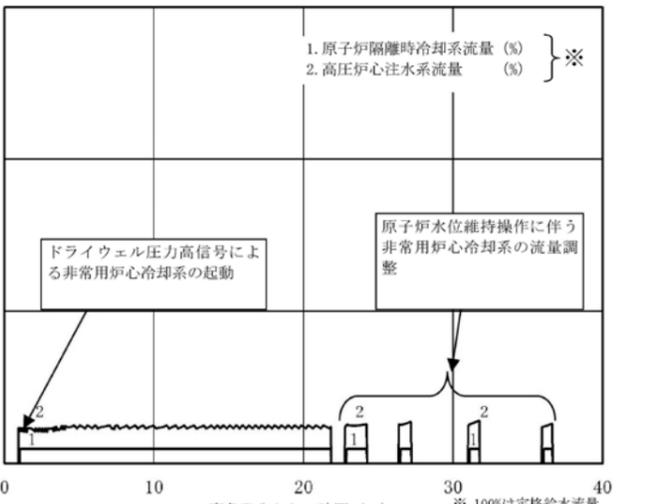
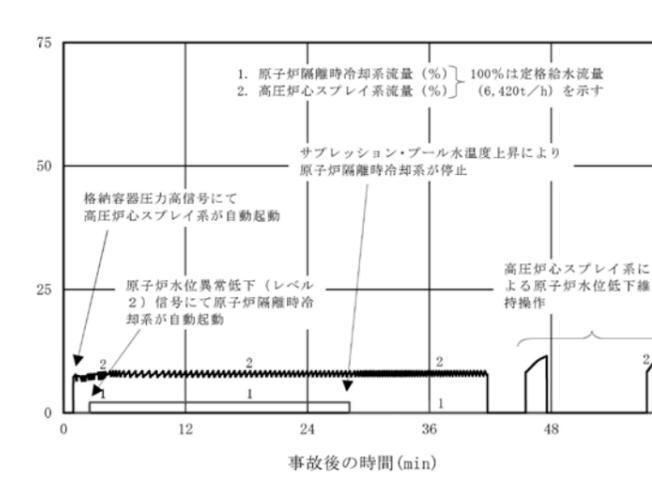
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="281 430 964 892" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="400 903 994 976" data-label="Caption"> <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> </div> <div data-bbox="281 1018 964 1522" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="400 1522 994 1596" data-label="Caption"> <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> </div> <div data-bbox="563 1627 727 1669" data-label="Text"> <p>10-7-1-435</p> </div>	<div data-bbox="1365 451 2166 997" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1394 997 2211 1029" data-label="Caption"> <p>第 7.1.5-11 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> </div> <div data-bbox="1424 1081 2166 1585" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1394 1617 2211 1648" data-label="Caption"> <p>第 7.1.5-12 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> </div> <div data-bbox="1736 1732 1884 1774" data-label="Text"> <p>10-7-414</p> </div>	

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="350 531 1012 1060" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="350 1060 943 1094" data-label="Caption"> <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> </div> <div data-bbox="302 1119 988 1669" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="350 1677 943 1711" data-label="Caption"> <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> </div> <div data-bbox="578 1759 733 1791" data-label="Text"> <p>10-7-1-436</p> </div>	<div data-bbox="1489 457 2169 959" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1573 1035 2024 1071" data-label="Caption"> <p>第 7.1.5-13 図 中性子束の推移 (長期)</p> </div> <div data-bbox="1489 1119 2169 1589" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1573 1663 2024 1698" data-label="Caption"> <p>第 7.1.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)</p> </div> <div data-bbox="1739 1782 1872 1814" data-label="Text"> <p>10-7-415</p> </div>	<p>備考</p>

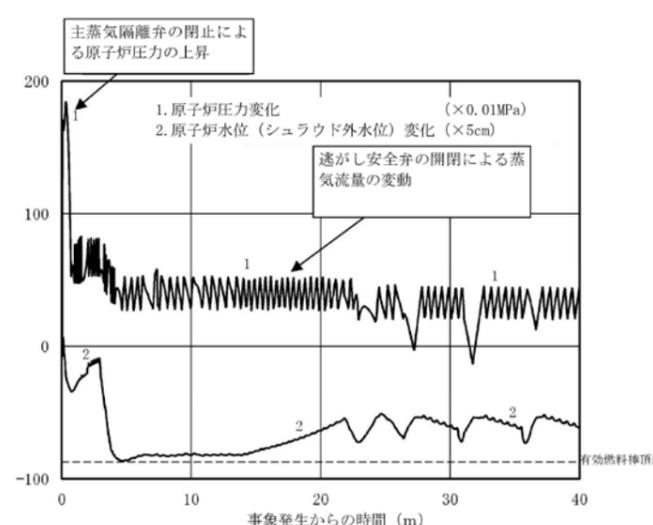
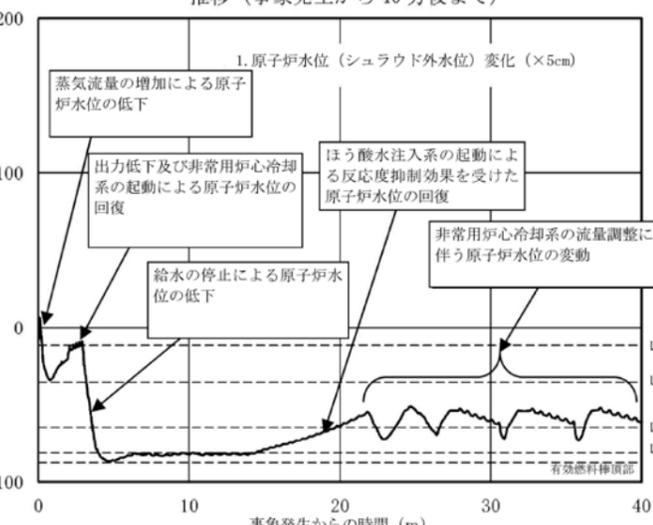
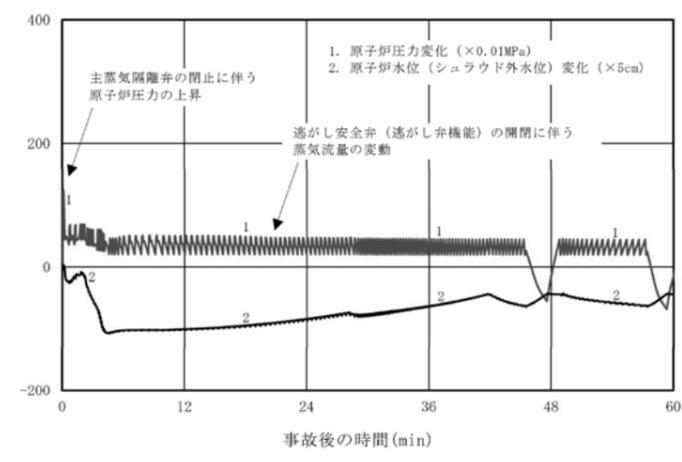
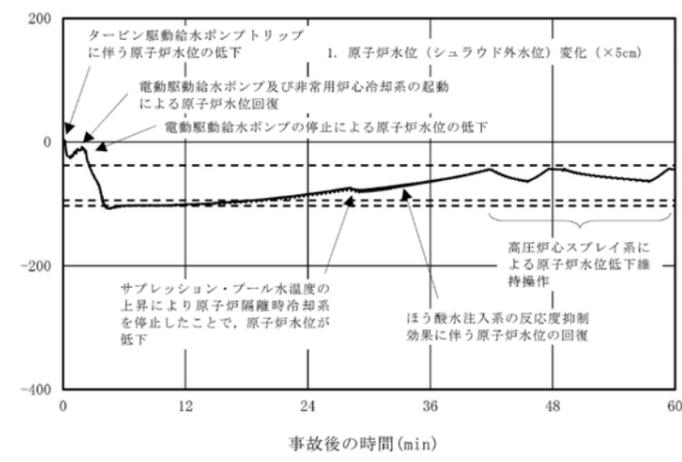
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

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7.1.5-17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7.1.5-15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7.1.5-16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 (長期)</p>	

10-7-1-437

10-7-416

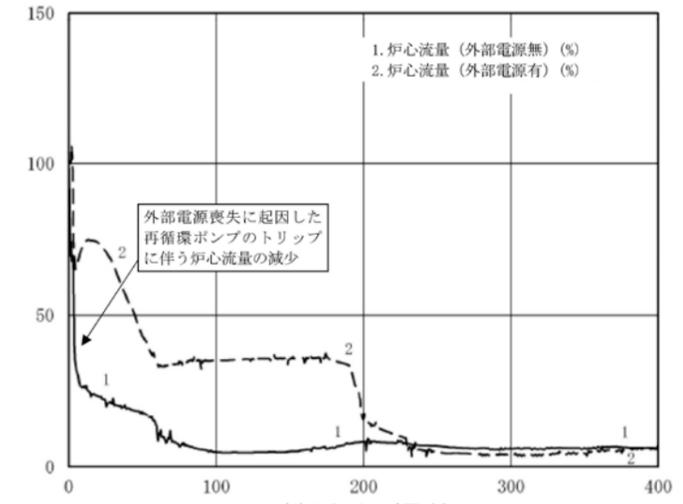
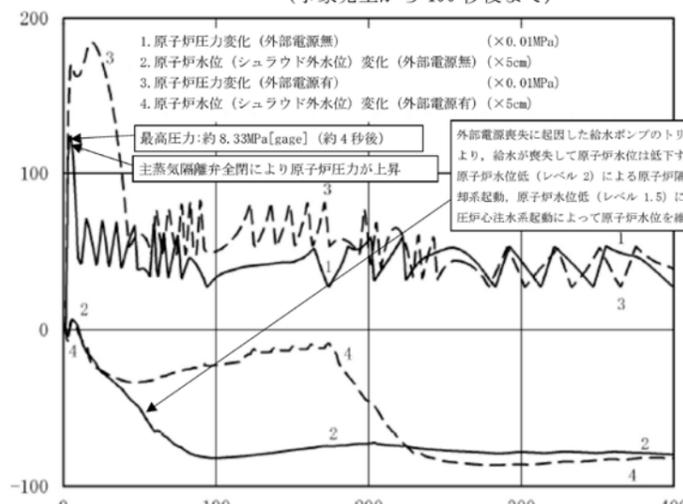
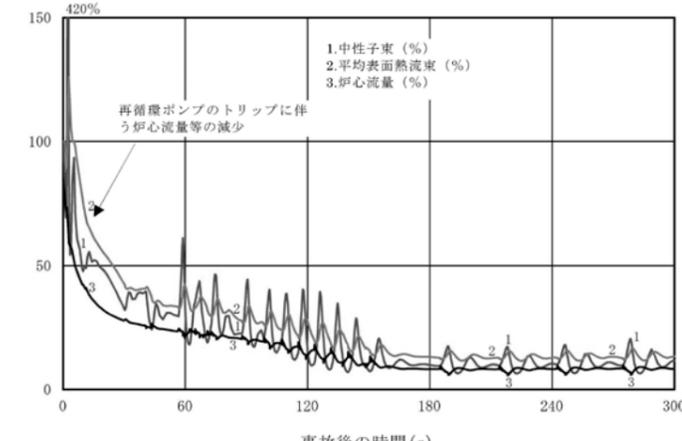
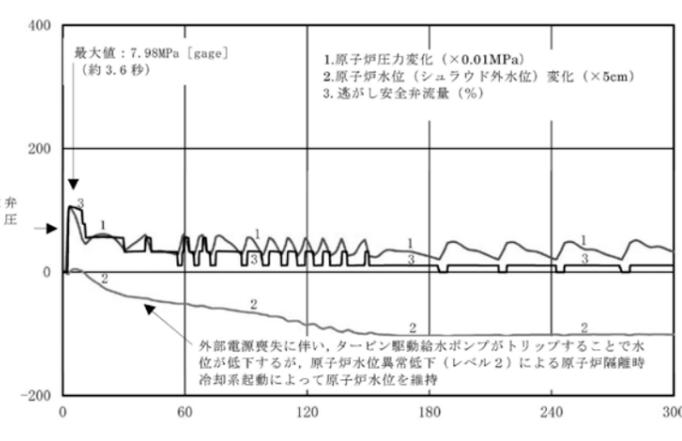
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

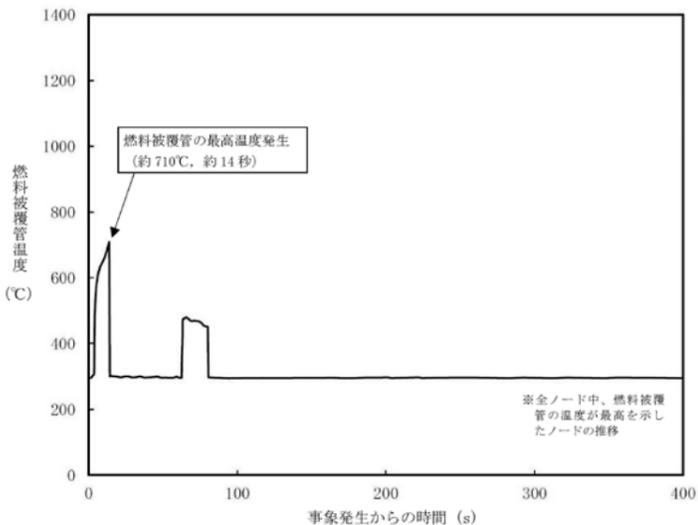
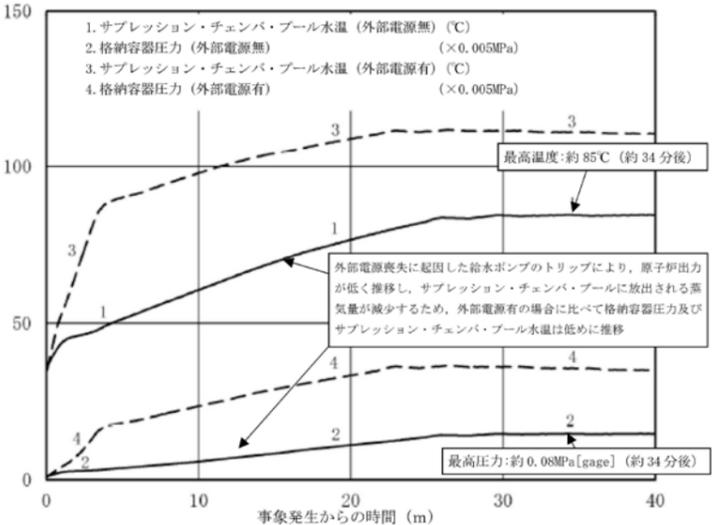
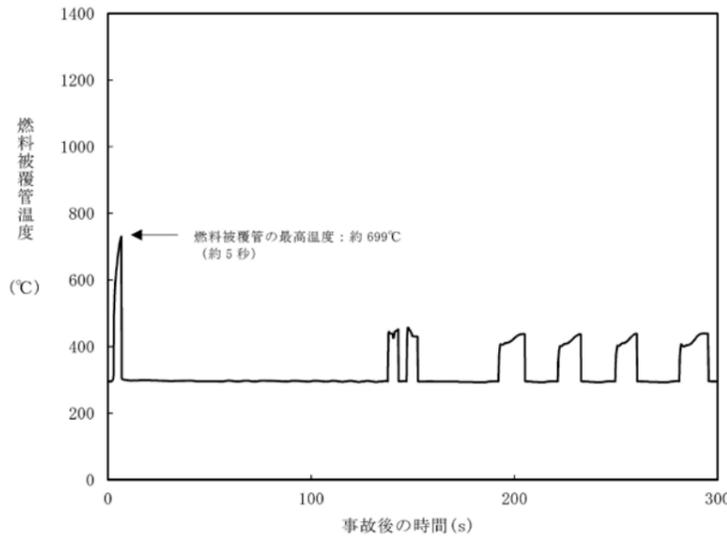
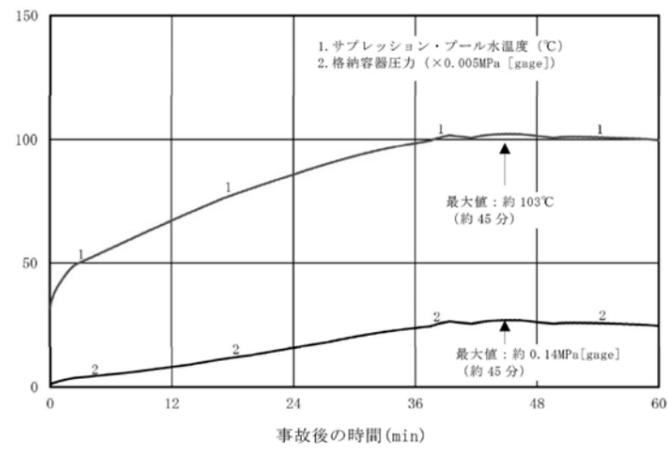
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.5-19 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>  <p>第 7.1.5-20 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p> <p>10-7-1-438</p>	 <p>第 7.1.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移 (長期)</p>  <p>第 7.1.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)</p> <p>10-7-417</p>	<p>備考</p>

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)

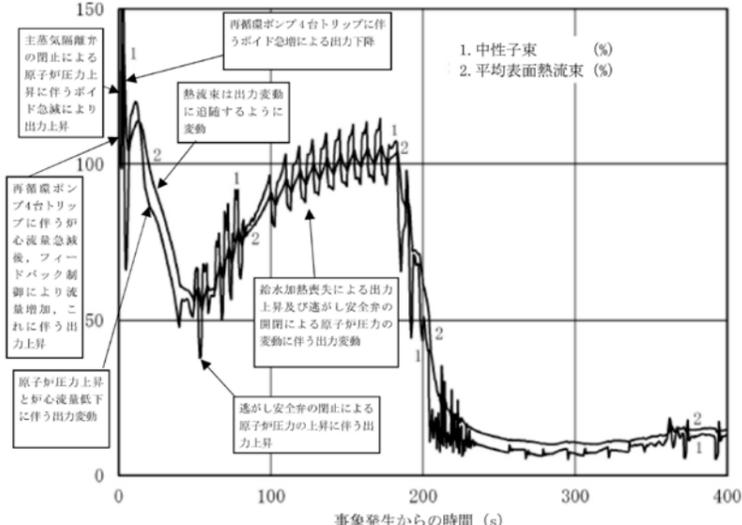
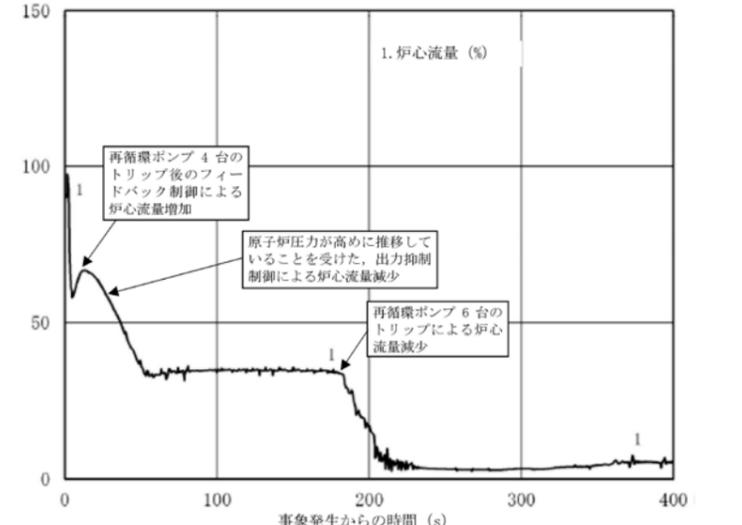
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.5-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p> <p>10-7-1-439</p>	<p>第 7.1.5-19 図 サプレッション・プール水温及び格納容器圧力の推移 (長期)</p> <p>第 7.1.5-21 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (外部電源がない場合) (短期)</p>	

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>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>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>第 7.1.5-21 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>  <p>第 7.1.5-22 図 原子炉圧力、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>	
10-7-1-440	10-7-419	

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 (°C)</p>  <p>燃料被覆管の最高温度発生 (約710°C, 約14秒)</p> <p>※全ノード中、燃料被覆管の温度が最高を示したノードの推移</p> <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>1. サプレッション・チェンバ・プール水温 (外部電源無) (°C) 2. 格納容器圧力 (外部電源無) (×0.005MPa) 3. サプレッション・チェンバ・プール水温 (外部電源有) (°C) 4. 格納容器圧力 (外部電源有) (×0.005MPa)</p>  <p>最高温度: 約85°C (約34分後)</p> <p>最高圧力: 約0.08MPa [gage] (約34分後)</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、原子炉出力が低く推移し、サプレッション・チェンバ・プールに放出される蒸気量が減少するため、外部電源の場合に比べて格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は低めに推移</p> <p>第7.1.5-26図 外部電源がない場合のサプレッション・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>10-7-1-441</p>	<p>燃料被覆管温度 (°C)</p>  <p>燃料被覆管の最高温度: 約699°C (約5秒)</p> <p>第7.1.5-23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>1. サプレッション・プール水温 (°C) 2. 格納容器圧力 (×0.005MPa [gage])</p>  <p>最大値: 約103°C (約45分)</p> <p>最大値: 約0.14MPa [gage] (約45分)</p> <p>第7.1.5-24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> <p>10-7-420</p>	<p>備考</p>

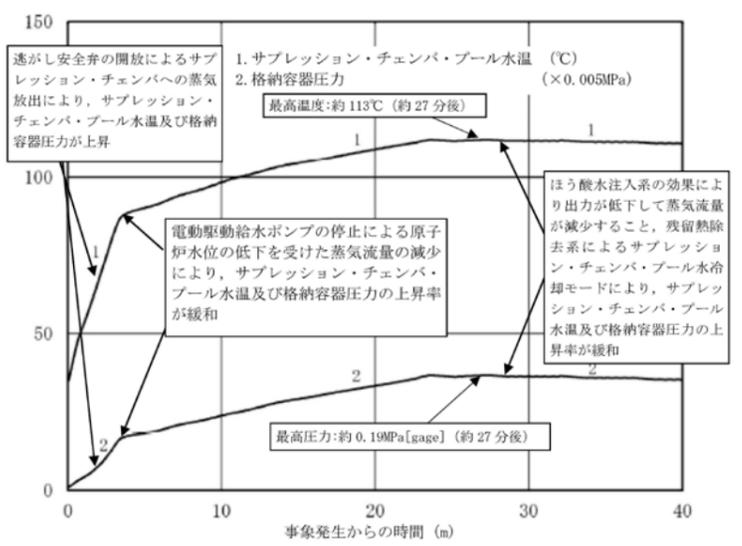
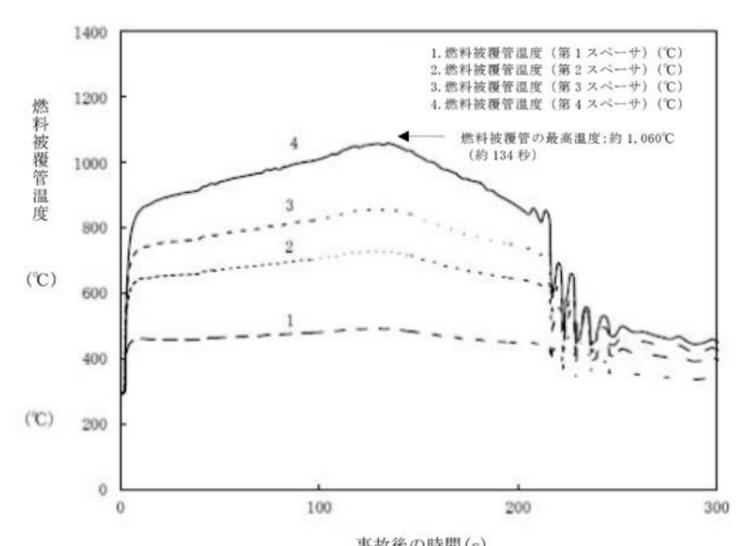
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

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 7.1.5-27 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>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。

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)

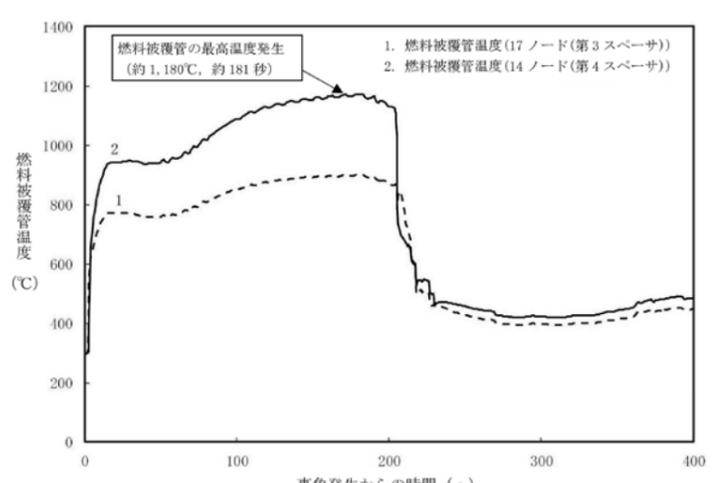
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.5-29図 初期炉心流量90%の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から400秒後まで)</p> <p>第7.1.5-30図 初期炉心流量90%の場合の燃料被覆管温度[※]の推移 (15ノード、事象発生から400秒後まで)</p>		<p>・東海第二においては、左記のKK67の炉心流量を考慮した解析をベースケースとして実施している。</p>

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)

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>10-7-1-444</p>	 <p>第7.1.5-20図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)</p> <p>10-7-418</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>燃料被覆管の最高温度発生 (約 1,180°C, 約 181 秒)</p> <p>1. 燃料被覆管温度(17ノード(第3スベーク)) 2. 燃料被覆管温度(14ノード(第4スベーク))</p> <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>10-7-1-445</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>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</p>	<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としては、「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「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、</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>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>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つて除熱を行い、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）の手動操作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除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第7.1.6-1 図に、対応手順の概要を第7.1.6-2 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7.1.6-1 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、必要な要員は初動対応要員 17 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。</p> <p>参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名及び現場手動による格納容器ベント操作を行う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7.1.6-3 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、初動対応要員 17 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>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。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>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> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・東海第二では招集要員は2時間以内に参集可能なことを確認していることから、2時間以降に期待する評価としている。 ・FCVS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。

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. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <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水弁）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>b. 高圧注水機能喪失の確認</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するとともに，再循環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</p> <p>高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，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. 高圧・低圧注水機能の回復操作</p> <p>高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。</p> <p>f. 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</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）の起動準備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>g. 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</p> <p>低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。</p> <p>h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧</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）の起動準備操作の完了後，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 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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 ・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載 ・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。 ・東海第二では，外部電源ありを評価条件としつつ，運転員等操作においては，外部電源がない場合も考慮 ・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。

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>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。 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>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，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。 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。 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 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ェル雰囲気温度が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。 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。 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>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。 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，S/C）である。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により，原子炉圧力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）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。 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，燃料域）等である。</p> <p>j. 代替循環冷却系の起動操作 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格納容器除熱は解析上考慮しない。 代替循環冷却系の起動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>k. 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 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ェル雰囲気温度が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。 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，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。 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による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により，格納容器圧力逃がし装置一次隔離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</p>	<p>・運転手順に従い，T A Fに到達した場合は，炉心損傷がないこ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。 ・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>

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>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>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>l. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（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による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，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格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし，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による格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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，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>m. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作</p> <p>水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。</p> <p>n. タンクローリによる燃料給油操作</p> <p>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</p> <p>o. 使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</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，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。</p>	<p>・東海第二のFCVS2次隔離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>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>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</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 7.1.6-2 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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>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，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。また，原子炉水位の低下を厳しくする観点で，評価上は給水流量の全喪失を想定する。</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。</p> <p>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 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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</p>	<p>・東海第二では，原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに，給水流量の全喪失を想定している。</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</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，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 (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>有意な差がないこと並びに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）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である再循環配管（配管断面積約2,400 cm²）の破断を想定することを考慮し，再循環配管とする。 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3.7 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）の手動操作による原子炉減圧（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）の操作時間余裕を考慮しない場合に，燃料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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 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）が機能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 外部電源はあるものとする。 外部電源がある場合，原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは，それぞれ原子炉水位低（レベル3）信号及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号となり，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 (b) 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。 (c) ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。 (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，手動操作による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁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>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> <ul style="list-style-type: none"> 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 東海第二では，原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに，給水流量の全喪失を想定している。 外部電源の想定に起因する違い 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

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>(c) 低圧代替注水系 (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、低圧代替注水系 (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>(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、</p>	<p>(e) 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。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 格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし、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除熱を実施するものとする。</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>(a) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧 (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、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、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受電、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) の起動準備及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧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は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施す</p>	<p>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> <p>・東海第二では、評価上は外部電源ありを想定しつつ、外部電源がない場合も考慮して操作条件を設定</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>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>【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（敷地境界外での実効線量評価）の条件</p> <p>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、敷地境界外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</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「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>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>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による格納容器除熱は、格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件</p> <p>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、敷地境界外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</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「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>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>	

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. 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>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> $HI=R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_I \cdot \dots \cdot (1)$ <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気放出量 (Bq) (I-131 等価量—小児実効線量係数換算)</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>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検討しないものとする。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検討しないものとする。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検討しないものとする*。 ※ 格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを検討する場合，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，これによる敷地境界外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気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」の敷地境界外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. 敷地境界外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> $H_{I2}=R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_I \cdot \dots \cdot (1)$ <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気放出量 (Bq) (I-131 等価量—小児実効線量係数換算)</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>$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ 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) Q_{γ} : 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. サブプレッション・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、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 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</p>	<p>$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ 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気放出量 (Bq) (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</p> <p>i. 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^{-5} s/m³、相対線量 (D/Q) を 4.0×10^{-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 2.0×10^{-6} s/m³、相対線量 (D/Q) は 8.1×10^{-20} Gy/Bq とする。 ※ 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。</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 7.1.6-4 図から第 7.1.6-8 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 7.1.6-9 図から第 7.1.6-15 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温の推移を第 7.1.6-16 図から第 7.1.6-19 図に示す。同様に、約 9.5cm²の破断を想定する場合のパラメータの推移を第 7.1.6-20 図から第 7.1.6-31 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>	

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>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弁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、上記の挙動に伴い増減する。</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）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ブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生約27時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達した時点でサブプレッション・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</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>「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</p>	<p>じ、事象発生の約 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7.1.6-9 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、約 3.7cm²の破断の場合には、事象発生の約 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7.1.6-25 図に示すとおり、事象発生の約 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約 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。原子炉圧力は、第7.1.6-4 図及び第7.1.6-20 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7.1.6-16 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による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 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7.1.6-17 図に示すとおり、事象発生の約 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による格納容器除熱により低下傾向となることから、約 9.5 cm²の破断を想定する場合でも、最高値は同等となる。</p> <p>第7.1.6-5 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（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7.1.6-16 図及び第7.1.6-17 図に示すように、格納容器圧力逃がし装置による格納容器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（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>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>(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>本重要事故シナリオ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>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1.6×10^{-1} mSv であり，5mSv を下回る。また，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^{-1} mSv であり，5mSv を下回る。いずれの場合も，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。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 cm^2）」における格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の実施時刻（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除熱の実施時刻に与える影響は非常に小さい。このため，約9.5 cm^2の破断を想定する場合でも，格納容器内での核分裂生成物の減衰時間は同等となり，実効線量の評価結果に有意な違いはないと考えられる。</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，「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>本重要事故シナリオでは，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手動減圧して原子炉注水を実施すること並びに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及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器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）の手動操作による原子炉減圧（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及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。</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>本重要事故シナリオにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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>	

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>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及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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、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>	

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、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</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>(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、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、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>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33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、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。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>	

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，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</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3.7cm²及び約9.5cm²の破断面積を設定している。破断面積が約9.5cm²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，「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，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するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。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>(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33GWd/t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむ</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>で、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 1cm^2 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 5.6cm^2 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°C 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>ね小さくなるため，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，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 3.7cm^2 及び約 9.5cm^2 の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5cm^2 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 9.5cm^2 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，「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，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するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。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（$130\text{m}^3/\text{h}$ 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（$102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$）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，格納容器圧力の最大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>	

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. 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>操作条件の低压代替注水系（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・低压注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低压代替注水系（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）到達後に低压代替注水系（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、事象発生後の約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>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）の手動操作による原子炉減圧（常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水）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。</p> <p>操作条件の常設低压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による格納容器除熱は、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>	

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、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]</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）の手動操作による原子炉減圧（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、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大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除熱は、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大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。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]を十分に下回ると考えられることから、格納容器の健全性の観点からは問題とはならない。</p> <p>(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>第 7.1.6-32 図から第 7.1.6-34 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（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、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、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、格納容器ベント時の敷地境界</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>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</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>7.1.6.4 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「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。</p> <p>「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>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</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、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</p>	<p>線量も約 4.4mSv となり 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、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は、事象発生の約 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による格納容器除熱は、事象発生の約 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、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離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、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、スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達してから 0.62MPa [gage] に到達するまで 11 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。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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>7.1.6.4 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「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な要員は、「7.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 17 名であり、災害対策要員の 39 名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 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「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、以下のとおり</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>す。</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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>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>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。</p> <p>水源として，代替淡水貯槽に約4,300m³及び西側淡水貯水設備に約5,000m³，合計で約9,300m³の水を保有しており，可搬型代替注水中型ポンプを用いて，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7日間の注水継続が可能である。</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>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約130.3kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約141.2kLの軽油が必要となる。合計で755.5kLの軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約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>可搬型代替注水中型ポンプ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は，事象発生からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約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による補給について，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，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必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は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>	

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>7.1.6.5 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>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，初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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）の手動操作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及び格納容器圧力逃がし装置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>なお，格納容器圧力逃がし装置の使用による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>重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7日間以上の供給が可能である。</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）の手動操作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）による原子炉注水並び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及び格納容器圧力逃が</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
	し装置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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。	

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7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

初期及び操作	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確認	原子炉の出力運転中に原子炉高炉材圧力カウチングリを構成する装置の中心制御室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。	【非常用ディゼール発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位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は各ポンプの系統異常警報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 (SB) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉中心注水系統系統流量】 【原子炉冷却系ポンプ吐出圧力】
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 高圧貯蔵タンク	—	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統系統流量 高圧代替注水系統 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急凍確認	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開閉し、原子炉急凍を確認する。	高圧代替注水系統 (常設) 高圧貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB) 高圧代替注水系統 (SB) 高圧代替注水系統 (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凍減圧により、低圧代替注水系統 (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。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。	高圧代替注水系統 (常設) 高圧貯蔵タンク	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 (SB) 高圧代替注水系統 (SB) 高圧代替注水系統 (SA)
代替格納容器スプレッドポンプ (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ポンプ (常設) により原子炉格納容器頂部を冷却する。格納容器スプレッドポンプは、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。	代替格納容器スプレッドポンプ 格納容器圧力逃がし装置 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/F) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統 (SB) 高圧代替注水系統 (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 0.32MPa (level) 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 軽油タンク	—	格納容器内圧力 (D/F) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統 (SB) 高圧代替注水系統 (SA) 格納容器内圧力 (D/F) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統 (SB) 高圧代替注水系統 (SA)

【 】：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操作

第7.1.6-1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	計装設備
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] に到達したことからより 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* ドラムレベル計装* サブプレッション・チェンバーストック* 原子炉水位 (広帯域、燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域、S A燃料域) 高圧炉心スプレッドポンプ系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)
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及び原子炉隔離時冷却系の自動起動操作を実施し、自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。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁 (安全弁機能)*	—	—
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、高圧代替注水系統を起動する。 	高圧代替注水系統	—	高圧代替注水系統流量

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処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（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

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
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別圧力バタンゲリを構成する配管の中心部断熱生後により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】	-
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動作が発生するが、各ポンプの自動起動動作については各ポンプの系統異常警報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。	-	-
高圧代替注水システムによる原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水システムを起動し、原子炉注水を回復する。	高圧代替注水システム 復水貯蔵槽	-
過熱による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水システムを起動し、原子炉注水を回復する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	-
低圧代替注水システム（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、低圧代替注水システム（常設）の系統圧力が低下すると原子炉注水が開始される。原子炉注水水位が回復する。原子炉注水は原子炉注水水位低（レベル3）から原子炉注水水位高（レベル8）の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ（4-2機） タンクローリー（4機）	-
代替格納容器スプレッド冷却（常設）による原子炉注水	格納容器圧力が0.18MPa [gage]に到達した直後、代替格納容器スプレッド冷却（常設）により原子炉注水が開始される。格納容器圧力が0.3MPa [gage]以下になると、格納容器スプレッド冷却（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉注水は、格納容器スプレッド冷却（常設）による原子炉注水水位低（レベル3）から原子炉注水水位高（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冷却（常設）を再開する。	可搬型代替注水ポンプ（4-2機） タンクローリー（4機）	-
格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水	格納容器圧力が0.3MPa [gage]に到達した直後、格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水を開始する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-

10-7-1-318

東海第二発電所

備考

第7.1.6-1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
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水システム（常設）からの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。 格納容器圧力が279kPa [gage]又はドラライウエル雰囲気温度が171℃に近接したことを確認する。 常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却（常設）による格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水を開始する。 サブプレッション・プールの水位が、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による格納容器除熱の準備を実施する。 サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した時点で、常設低圧代替注水システムを用いた代替格納容器スプレッド冷却（常設）による格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水を開始する。 	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水システム 代替格納容器 常設代替注水ポンプ 軽油貯蔵タンク* 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位（広帯域、燃料域）* 燃料域 低圧代替注水システム 代替注水貯蔵槽 ドラライウエル圧力* ドラライウエル雰囲気温度* サブプレッション・チェンバール圧力 低圧代替注水システム格納容器スプレッド冷却 代替注水貯蔵槽 サブプレッション・プール水位* 原子炉水位（広帯域、燃料域）* 燃料域 低圧代替注水システム 低圧代替注水システム

10-7-459

* 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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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 [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
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

10-7-1-319

東海第二発電所

第7.1.6-2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 (セパレーター下流から+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棒被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の制限上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
格納容器圧力	5kPa [gauge]	格納容器圧力の観点として、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

10-7-461

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7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

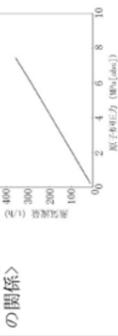
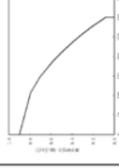
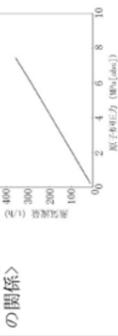
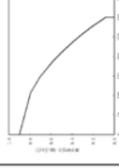
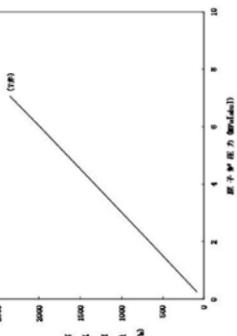
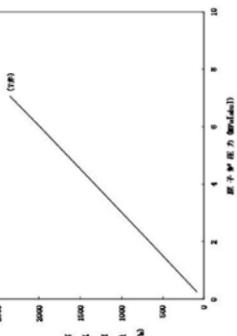
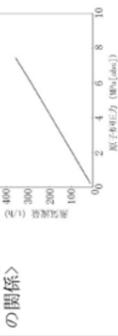
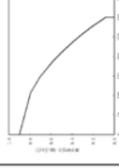
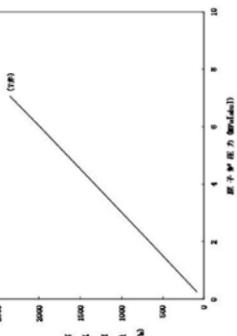
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm ²	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管 (計測配管を除く) のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉压力容器下部のドレン配管の破断LOCAは、液相の流出が長期的に継続し、原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となり、厳しい事象となる ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1cm ² を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	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	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

10-7-1-320

第7.1.6-2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 (ドライウエル) 5,700m ³ 格納容器体積 (ウエットウエル) 空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³ サブプレッション・プール水位 (通常水位-4.7cm) 6,983m サブプレッション・プール水温度 32℃ ベント管真空破壊装置作動差圧 3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバール差圧) 外部水源の水温度 35℃	設計値を設定 サブプレッション・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、保安規定の運転上の制限における下限値を設定 サブプレッション・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、保安規定の運転上の制限における下限値を設定 サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温度として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定 設計値を設定 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度として、年間気象条件変化を包含する高めの水温度を設定 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、シェ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パワ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、再循環配管とする。
事故条件	再循環配管に約3.7cm ² 及び約9.5cm ² の破断が発生 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 外部電源あり	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断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。 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 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り、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

10-7-462

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7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム信号</td> <td>炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa [gauge] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gauge] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gauge] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gauge] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gauge] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gauge] × 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 <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></td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁</td> <td>最大300m³/hで注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水 </td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系 (常設)</td> <td>最大300m³/hで注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水</td> <td>設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 </td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</td> <td>140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置等</td> <td>格納容器圧力が0.62MPa [gauge]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</td> <td>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</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>10-7-1-321</p>	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 [gauge] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gauge] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gauge] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gauge] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gauge] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gauge] × 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 <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>	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)	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 [gauge]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	<p>第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/5)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム</td> <td>原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)</td> <td>設計値を設定</td> </tr> <tr> <td>主蒸気隔離弁</td> <td>原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉止</td> <td>設計値を設定</td> </tr> <tr> <td>A.T.W.S.緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)</td> <td>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 [gauge] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h/個 (原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁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></td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁</td> <td>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁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> </td> <td>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</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>10-7-463</p>	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 (代替原子炉再循環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 [gauge] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h/個 (原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁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	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁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	<p>備考</p>
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 [gauge] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gauge] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gauge] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gauge] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gauge] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gauge] × 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 <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>	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)	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 [gauge]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																																	
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 (代替原子炉再循環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 [gauge] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h/個 (原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁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	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁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																																	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

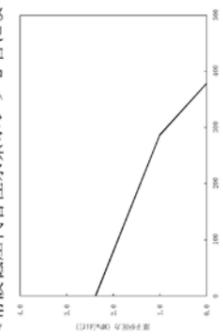
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開示することによる原子炉急速減圧の蒸気流量の蒸気流量の関係	安全保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)	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%)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  復水移送ポンプ2台による注水特性
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)		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

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) (4/5)

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[diff]~2.38MPa[diff]	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)	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に再開停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開スプレイ流量: 130m ³ /h (一定) 排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力310kPa[gage]において)	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による格納容器除熱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

10-7-464

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	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

10-7-1-322

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (5/5)

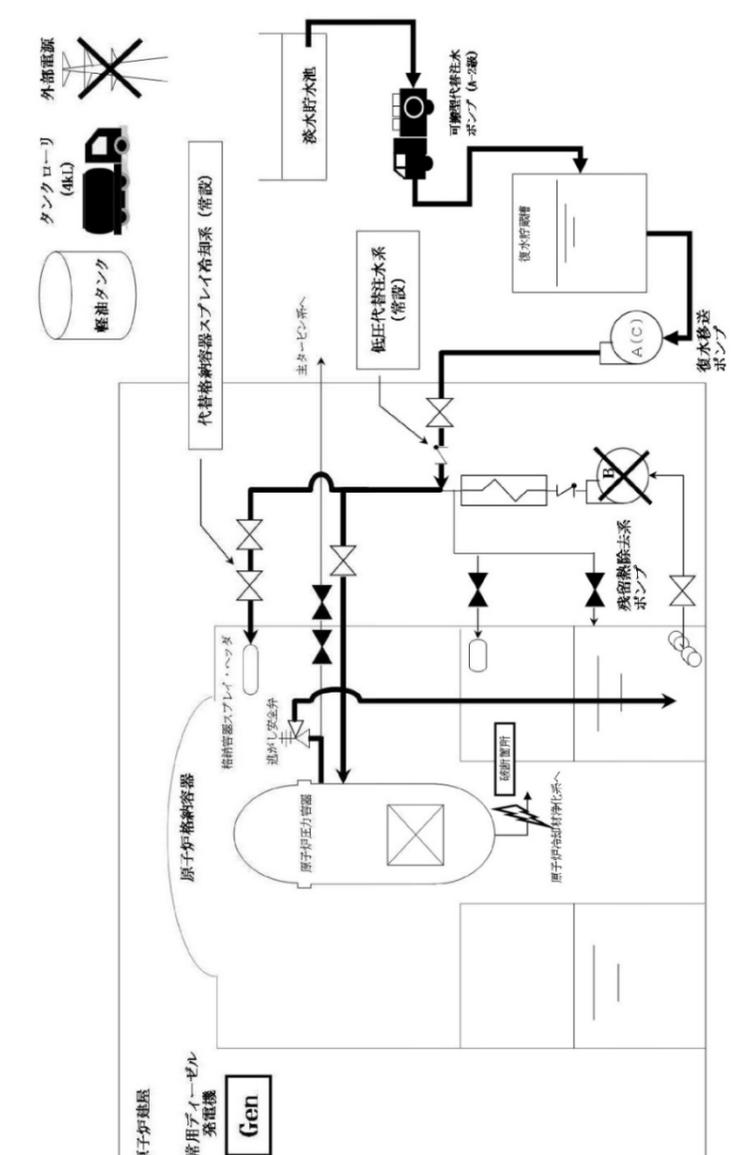
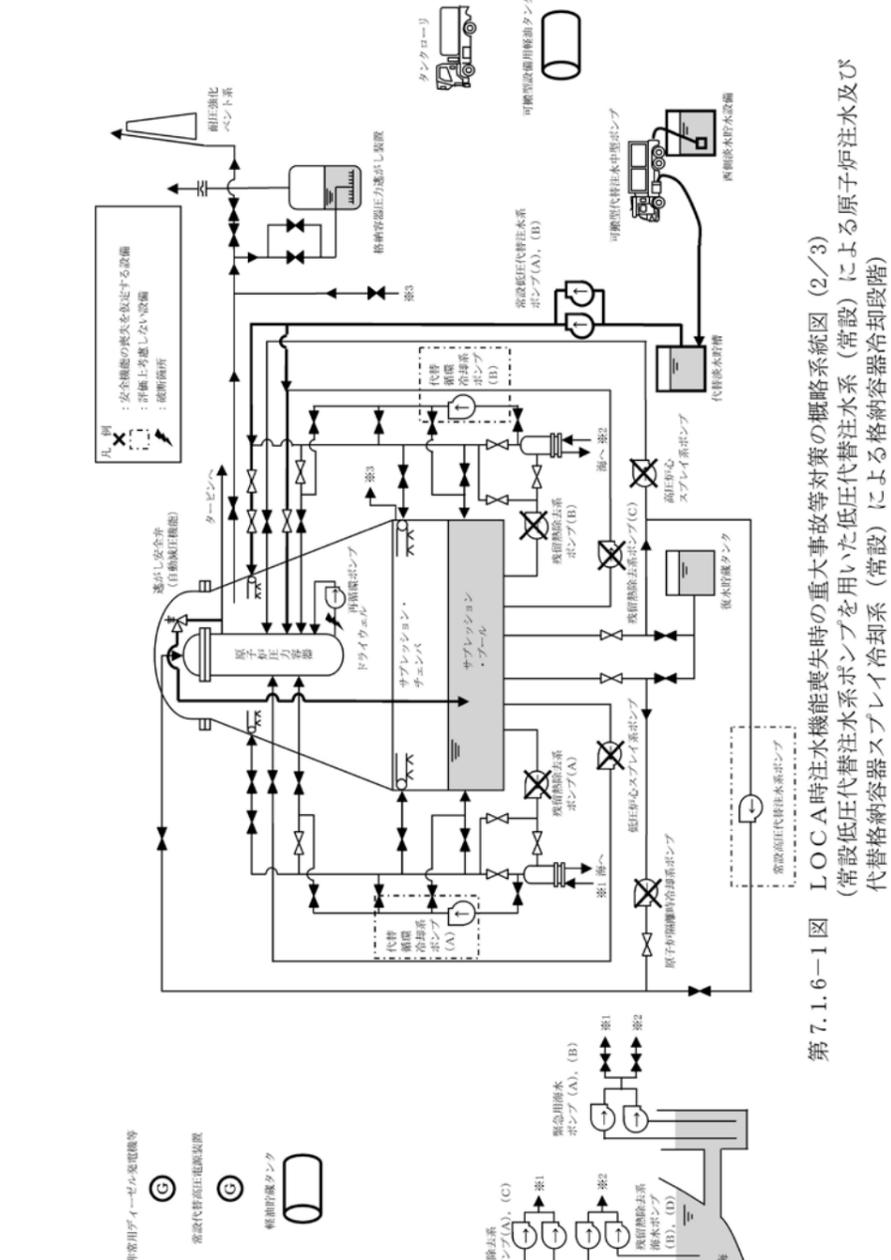
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水)	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の準備が完了した時点で原子炉減圧を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	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	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
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (サブプレッション・チェンバール)	格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時 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

10-7-465

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7.1.6-1 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) (常設低圧代替注水水系(常設)を用いた低圧代替注水(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
 <p>原子炉建屋 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 格納容器スプレッドヘッド 過熱器 原子炉冷却ポンプ 格納容器圧力減らし装置 低圧代替注水系 (常設) 可動型代替注水ポンプ (他2機) 復水貯水池 復水貯留槽 復水移送ポンプ A(C)</p>	 <p>非常用ディーゼル発電機等 常設代替注水電源装置 軽油貯留タンク 緊急用海水ポンプ (A), (B) 残留熱除去系ポンプ (A), (B), (D) 原子炉格納容器 原子炉圧力容器 格納容器圧力減らし装置 低圧代替注水系 (常設) 可動型代替注水ポンプ (A), (B) 復水貯留槽 復水移送ポンプ A(C) 高圧中心スプレッドヘッド 高圧中心スプレッドヘッドポンプ 復水貯留タンク 常設高圧代替注水ポンプ</p>	<p>第7.1.6-1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ッドヘッド冷却) による格納容器冷却段階</p>

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

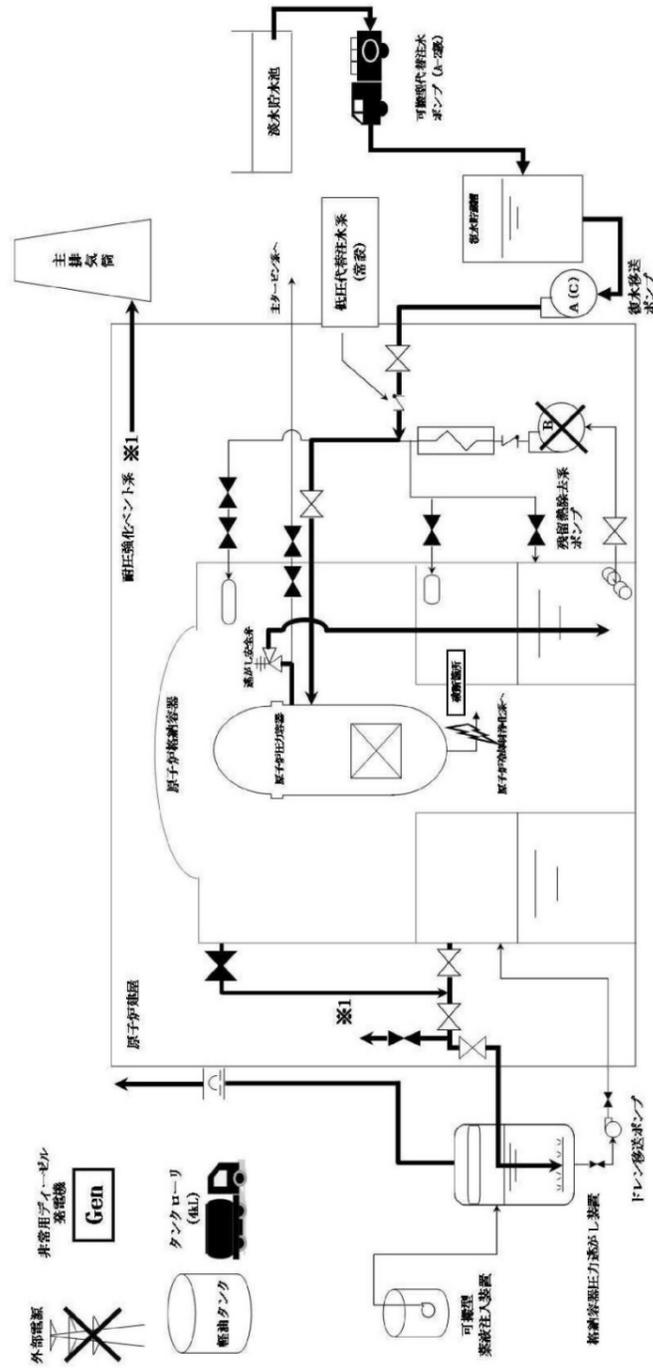
第7.1.6-2図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

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)

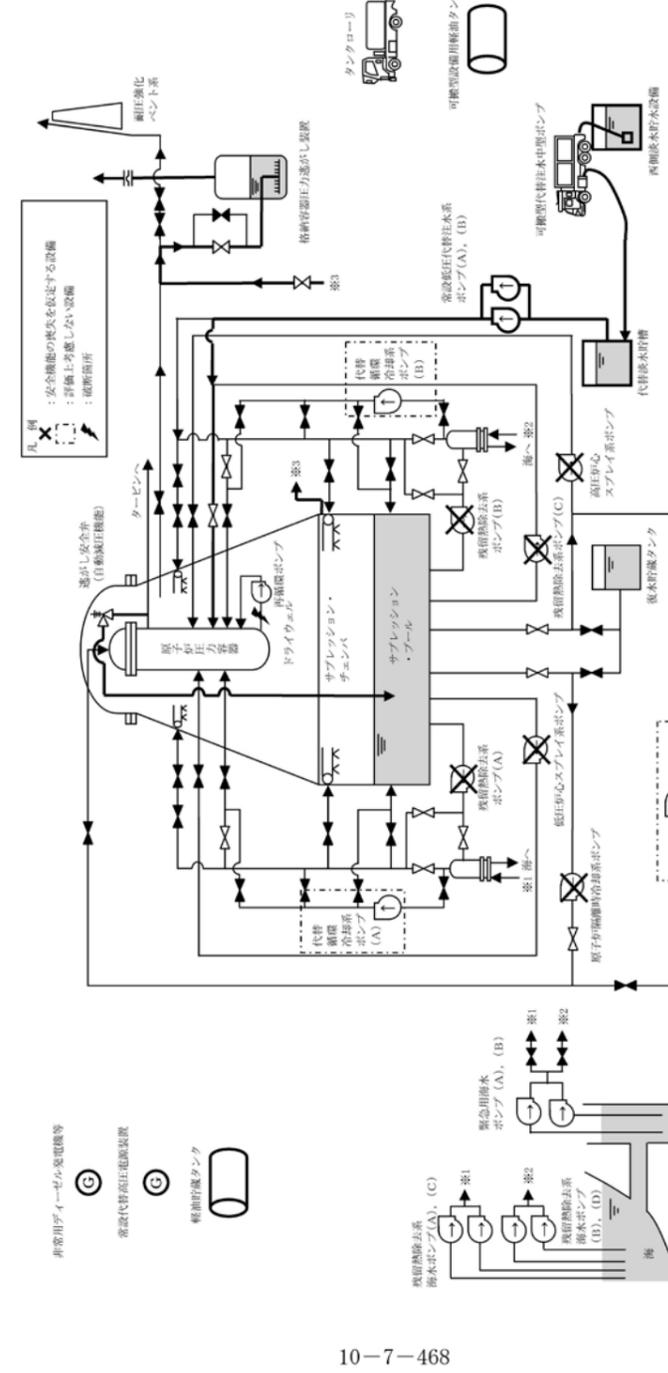
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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)



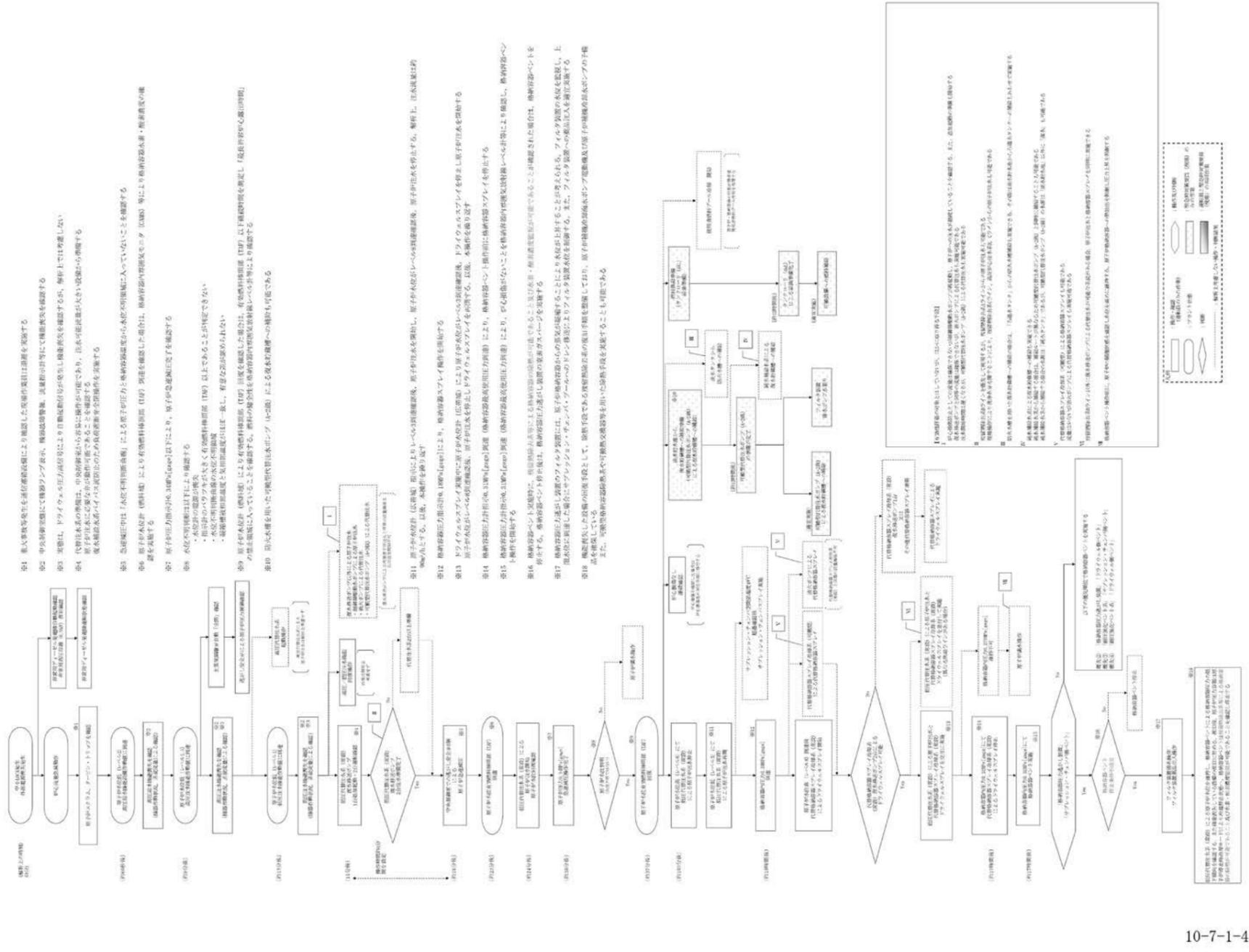
第 7.1.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階)

10-7-468

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



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

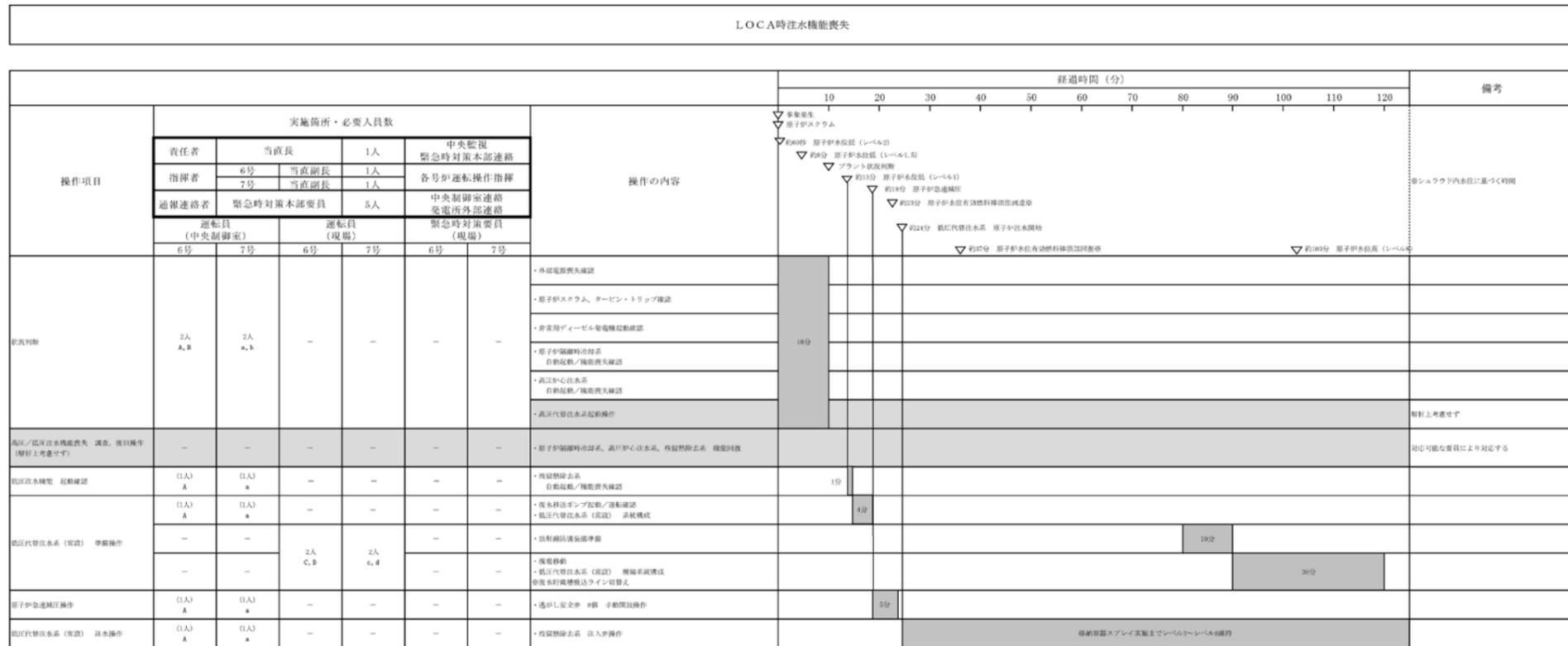
東海第二発電所	備考
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p>【可塑性評価の対象としていないが、他に取得可能なもの】</p> <p>中心損傷防止としての措置は確保できないが、制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加燃料の挿入も開始する。</p> <p>常設低圧代替注水システムを用いた低圧代替注水(常設)と同様の措置は確保できないが、ほうろく水注入系、消火系及び補給ポンプによる原子炉注水も実施可能である。</p> <p>注水開始時間は遅くなるが、可塑性代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水(可塑性)による原子炉注水も実施可能である。</p> <p>常設低圧代替注水システムを用いた代替格納容器スプレイ(常設)による格納容器冷却を優先するが、可塑性代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ(可塑性)による格納容器冷却も実施可能である。</p> <p>注水量は少ないが、消火系及び補給ポンプによる格納容器スプレイも実施可能である。</p> <p>また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。</p> <p>格納容器圧力急がし装置により格納容器除熱を確保するが、耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>常設低圧代替注水システムを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水を継続することで、原子炉注水を維持し、格納容器圧力急がし装置による格納容器除熱を確保する。また、追加燃料の挿入も開始する。</p> <p>また、追加燃料の挿入も開始する。</p> <p>常設低圧代替注水システムを用いた低圧代替注水(常設)と同様の措置は確保できないが、ほうろく水注入系、消火系及び補給ポンプによる原子炉注水も実施可能である。</p> <p>注水開始時間は遅くなるが、可塑性代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水(可塑性)による原子炉注水も実施可能である。</p> <p>常設低圧代替注水システムを用いた代替格納容器スプレイ(常設)による格納容器冷却を優先するが、可塑性代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ(可塑性)による格納容器冷却も実施可能である。</p> <p>注水量は少ないが、消火系及び補給ポンプによる格納容器スプレイも実施可能である。</p> <p>また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。</p> <p>格納容器圧力急がし装置により格納容器除熱を確保するが、耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。</p> </div> </div> <div style="margin-top: 10px;"> <p>例</p> <ul style="list-style-type: none"> 操作・確認 (当直運転員) アラート状態 (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="margin-top: 10px;"> <p>※ 1：原子炉水位の低下を懸念し、給水流量の全喪失を想定する。</p> <p>※ 2：原子炉システムは、中央制御室にて平均出力領域計算等により確認する。</p> <p>※ 3：LOCA発生は、以下により判断する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が13.7kPa[ense]に到達 <p>※ 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。</p> <p>※ 5：常設低圧代替注水システムを用いた低圧代替注水(常設)の起動準備操作は、以下により判断する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧・低圧注水機能喪失 <p>※ 6：外部電源がない場合には、常設代替格納容器装置による緊急用母線受電操作を実施する。</p> </div> <div style="margin-top: 10px;"> <p>※ 7 逃がし安全弁(自動減圧機能)の起動操作による原子炉減圧は、以下により判断する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 低圧で注水可能系統(常設低圧代替注水システム)を用いた低圧代替注水(常設)の準備完了 <p>※ 8 原子炉水位が燃料有効長範囲以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。</p> <p>※ 9 破断面が緊急事故シナリオでの設定より大きい場合は、原子炉水位の低下が早くなることで、燃料有効長範囲到達及び中心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。</p> <p>※ 10 中心損傷は、以下により判断する。(中心損傷が確認された場合は中心損傷後の手順に移行)</p> <ul style="list-style-type: none"> 格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線検出率が設計基準事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍以上 なお、格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び(S/C)による中心損傷発生判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。 <p>※ 11 原子炉減圧時には原子炉水位計検出範囲内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値が相対的に下が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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ドライウェル雰囲気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くなり、燃料有効長範囲以上であることが判断できない場合 <p>※ 12 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を減水とし、原子炉圧力とサブプレッショントラックの差圧を監視することで、原子炉水位が燃料有効長範囲以上であることを確認する。</p> <p>※ 13 常設低圧代替注水システムを用いた低圧代替注水(常設)により、原子炉水位を確保すること、サブプレッショントラックが通常水位+6.5mに到達</p> <p>※ 14 代替格納容器冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用として行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> 冷却水が確保された後は、冷却水を必要としない低圧代替注水(常設)を優先し、格納容器除熱に切り替える。 格納容器除熱に当たっては、格納容器圧力が24kPa[ense]到達後、格納容器スプレイを実施する。また、原子炉注水は継続して実施する。 <p>※ 15 常設低圧代替注水システム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は、解析上は130m³/h一定流量で、格納容器圧力が217kPa[ense]から279kPa[ense]の範囲に維持するよう間欠運転とし、格納容器圧力が217kPa[ense]から279kPa[ense]の範囲に維持するよう102～130m³/hの範囲でスプレイ流量を調整する。</p> <p>※ 16 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、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系設備状態を確認するとともに、格納容器圧力急がし装置(可塑性)の準備作業を開始する。「サブプレッジョン・チェンバール」を優先して実施し、可塑性代替注水中型ポンプからの送水操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドライウェル」の送水操作を実施する。</p> <p>※ 17 常設低圧代替注水システム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は、以下により判断する。</p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッジョン・プール水位が通常水位+6.5mに到達 <p>※ 18 格納容器ベント準備中に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、原子炉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> </div>	<p>備考</p>

第 7.1.6-2 図 LOCA 時注水機能喪失 (中小破断 LOCA) の対応手順の概要

10-7-469

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）

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)

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																	
経過時間(分)																	
0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110																	
備考																	
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約22秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点到達 ▼ 約40秒 ドライウェル圧力高設定点 (13.7kPa[gage]) 到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 約15分 原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点到達 ▼ 25分 原子炉減圧開始												
	責任者	当直発電長	1人														中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人														運転操作指揮補佐
	通報連絡者	災害対策要員	2人														災害対策本部連絡 発電所外部連絡
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	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● LOCA発生の確認 ● 外部電源喪失及び給水量喪失の確認 ● 原子炉スクラムの確認 ● タービン停止の確認 ● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ● 再循環ポンプトリップの確認 ● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ● 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の自動起動失敗の確認 ● 主蒸気隔離弁閉止及び過熱し安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認 	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			
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作 (失敗)	2分												
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台起動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			
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	-	-	● 高圧代替注水系の起動操作		4分								解析上考慮しない			
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	● 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の手動起動操作 (失敗)			4分										
高圧/低圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	● 高圧/低圧注水機能の回復操作、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	【1人】 B	-	-	● 原子炉冷却材浄化系統込水の閉止操作			2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) の注水準備操作	【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 系統構成			3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) の注水準備操作	-	-	8人 a~j	● 可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等								170分		解析上考慮しない			
過熱し安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	-	-	● 過熱し安全弁7弁の開放操作								1分					
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作										原子炉水位を原子炉水位低 (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			

第 7.1.6-3 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

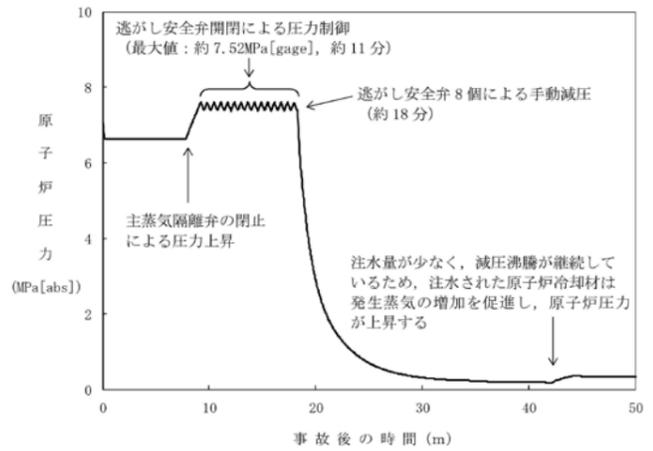
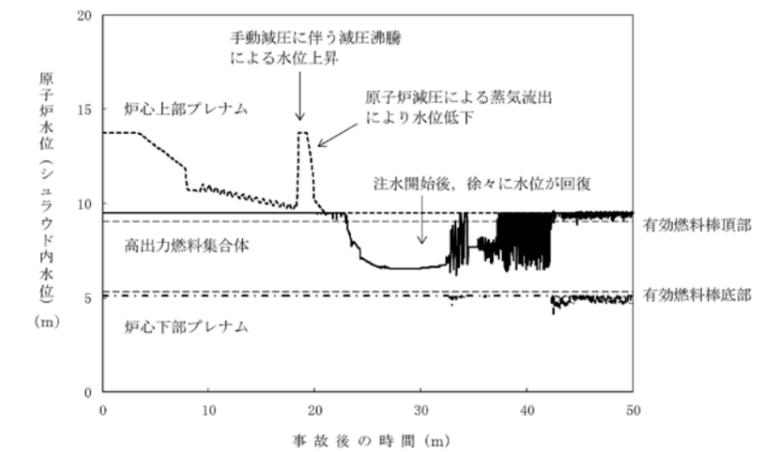
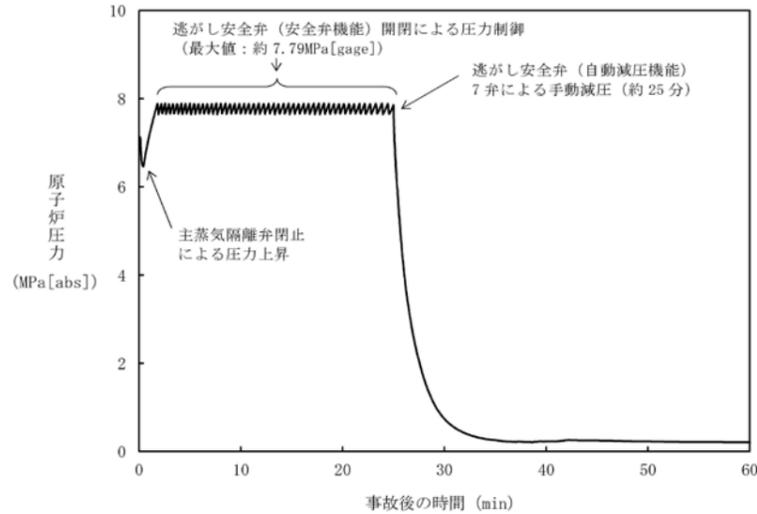
LOCA時注水機能喪失							経過時間 (時間)								備考				
							2	4	6	8	10	12	14	16		18	20	22	24
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	多量発生 約25分 低圧代替注水系 (空設) 原子炉注水開始 約11時間 格納容器圧力0.18MPa[gage]到達 約12時間 格納容器圧力0.33MPa[gage]到達											
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)														
低圧代替注水系 (空設) 注水操作	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・残圧除去系 注水準備	格納容器スプレイ実施までレベル0-レベル維持											
低圧代替注水系 (空設) 操作	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・残圧除去系 スプレイ準備	原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返す											
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	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整 ・燃料プールの冷却水位調整	30分	・再起動準備として使用済燃料プールの隔離及びスキマージタンクへの供給を実施する										燃料プール温度「37℃」以下維持 委員を確保して対応する
	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・燃料プールの冷却水位調整	30分	・燃料プールの冷却ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマージタンクへの供給を実施する										
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											解放上考慮せず
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	・放射線防護準備	10分											
	-	-	-	-	-	(1)A, 8)	・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、ホース巻取り)	360分											
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 (バウンダリ構成)											40分	
	-	-	(2)A C, D	(2)A c, 4	-	-	・放射線防護準備											10分	
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備 (格納容器二次隔離準備、バウンダリ構成)											30分	
	-	-	-	-	-	8人	・4号シアシフト装置水位調整準備 (排水ポンプ巻取り)											90分	
	-	-	-	-	-	-	・3号シアシフト装置水位調整準備 (排水ポンプ巻取り)											60分	
格納容器ベント操作	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離準備)											格納容器ベント操作後、 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											格納容器ベント操作後、 格納容器ベント状態監視	
	-	-	(2)A C, D	(2)A c, 4	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離準備)	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 操作は、格納容器への移動を含む、約5分程度かかる可能性がある (操作完了は、約20分) 具体的な操作手法は、格納容器に設置された遠隔手動操作装置により、原子炉建屋内の原子炉区域から操作を行う										解放上考慮せず	
	(1)A B	(1)A b	-	-	10人 (準備)	10人 (準備)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置水位確認 ・フィルタ装置取扱補助 ・ドレン移送ライン変更ページ											遠立実施	
位置準備	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護準備	10分											
位置作業	-	-	-	-	-	-	・格納タンクからタンクローリー (4機) への移動	140分											タンクローリー (4機) 位置に応じて遠立格納タンクから移動
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, 4	8人 (準備委員2人)	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2機) への給水											作業中継 (一時停止中)	

第7.1.6-5 図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間(2/2)

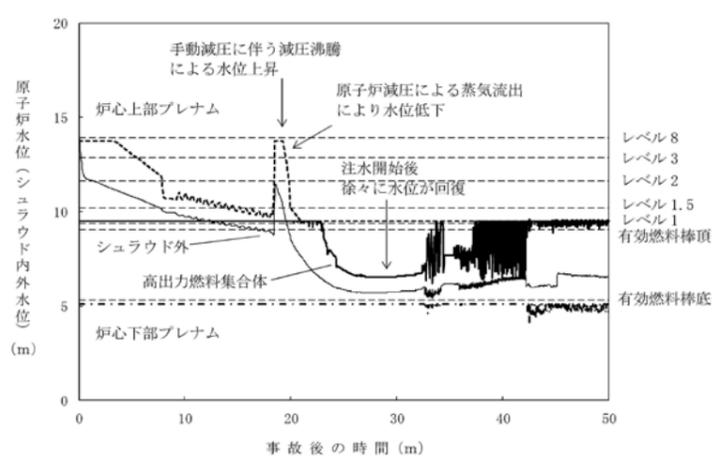
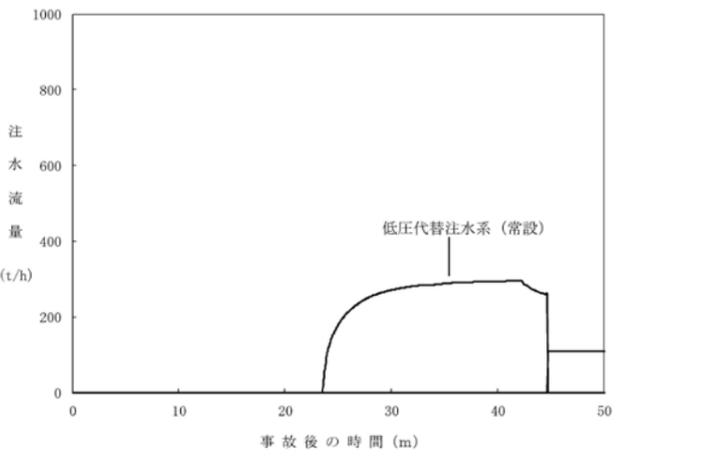
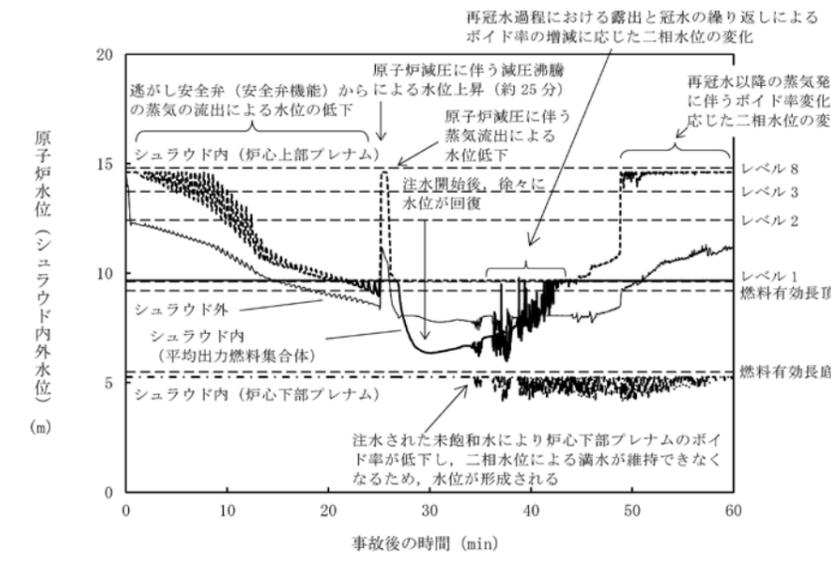
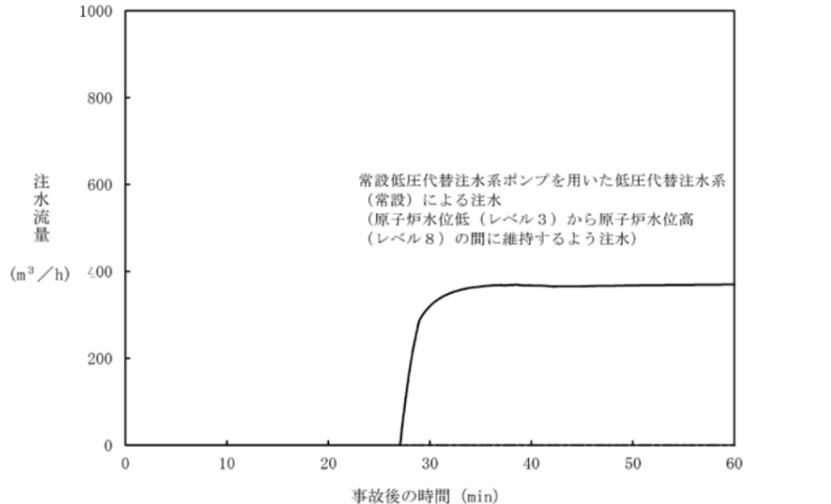
東海第二発電所				備考
LOCA時注水機能喪失				
			経過時間 (時間)	
			4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は他作業後移動してきた要員	操作の内容	25分 原子炉減圧開始 約16時間 格納容器圧力279kPa[gage]到達 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 約28時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系統(常設)による原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統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	【1人】 A	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	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	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持可能な場合は、低圧代替注水系統(常設)による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 A	●原子炉注水流量の増加操作	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 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作	適宜実施 20分 15分	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 解析上考慮しない 25時間後までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	●格納容器ベント準備(系統構成)	5分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サブプレッション・チャンバ側)	【2人】+1人 C,D,E	●現場移動(第一歩) ●格納容器ベント準備(系統構成)	125分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サブプレッション・チャンバ側)	【1人】 A	●中央制御室からの格納容器ベント操作		格納容器ベント実施後 適宜状態監視
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系統(可搬型)の起動準備操作	—	●現場手動による格納容器ベント操作	75分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系統(可搬型)の起動準備操作	—	●可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等	170分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプによる水溜り補給操作	—	●可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等	180分	
可搬型代替注水中型ポンプによる水溜り補給操作	—	●ポンプ起動及び水溜り補給操作		適宜実施 代替水貯槽の貯満までには十分な時間があり、代替水貯槽の残量に応じて適宜給給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	—	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給 適宜実施
必要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	8人 a~h 及び参加5人	

第 7.1.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

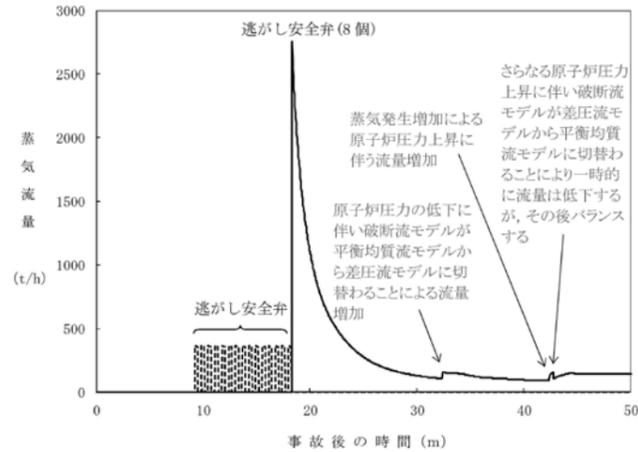
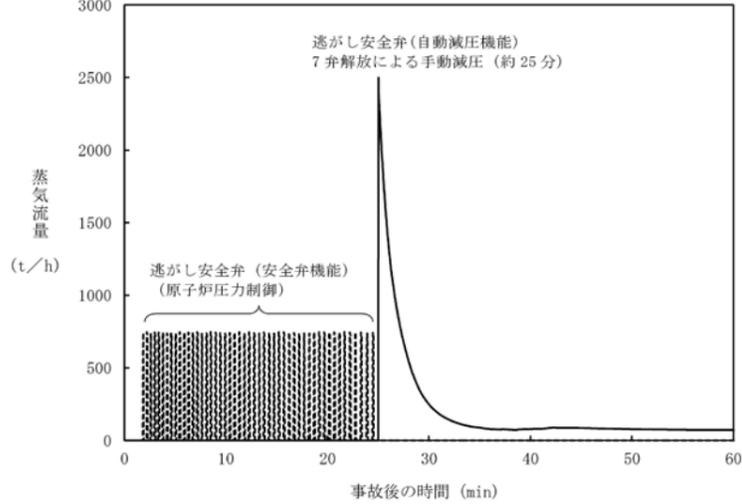
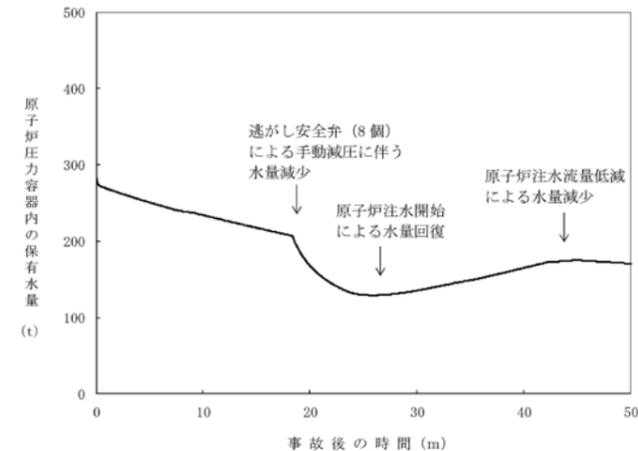
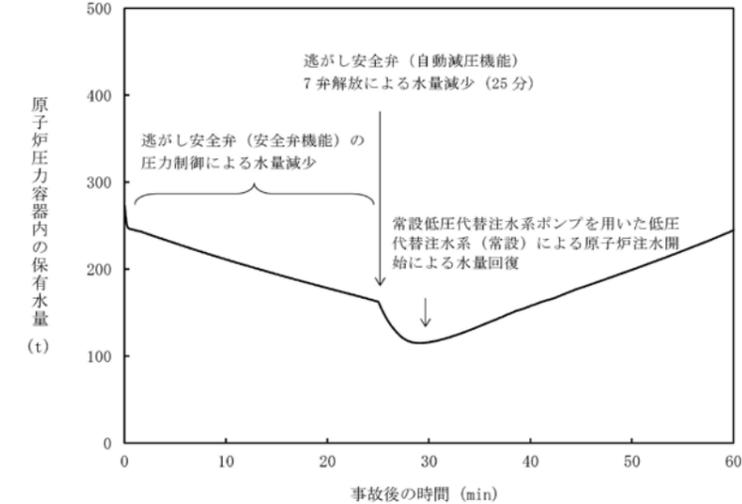
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

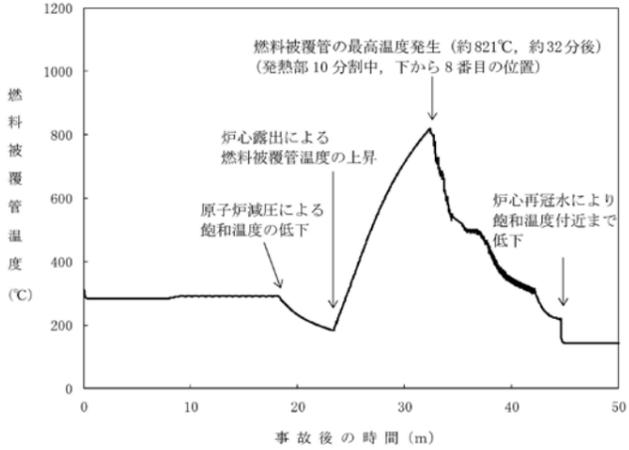
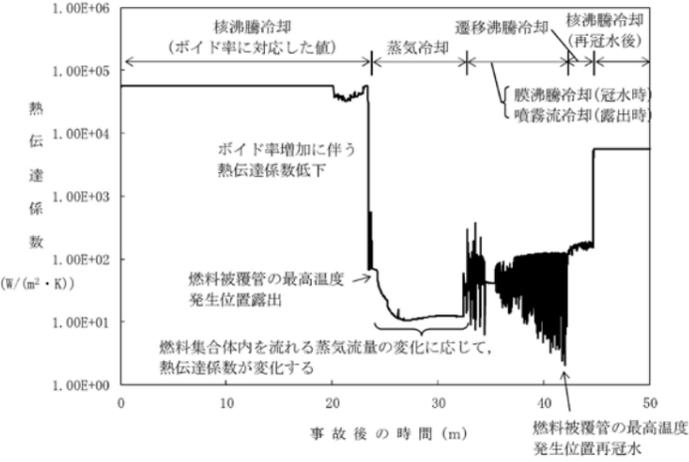
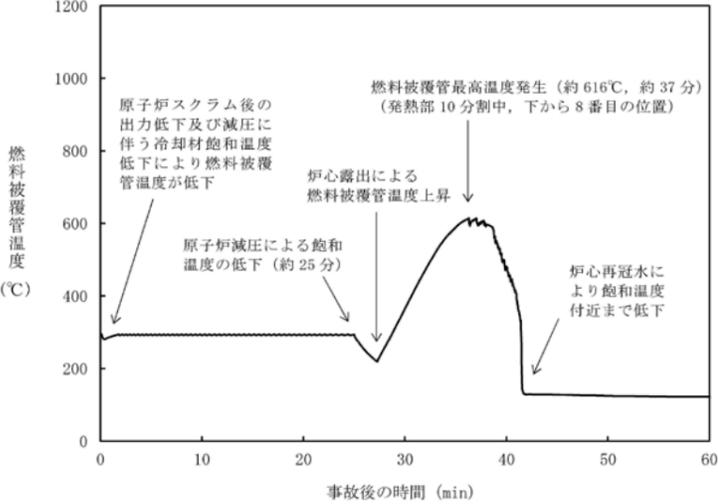
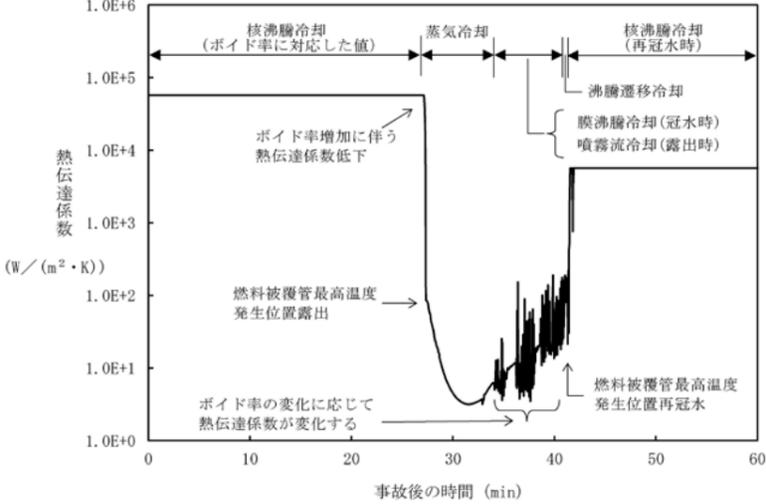
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.6-6 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.6-7 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p> <p>10-7-1-451</p>	 <p>第 7.1.6-4 図 原子炉圧力の推移 (約 3.7cm²の破断)</p>	

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)

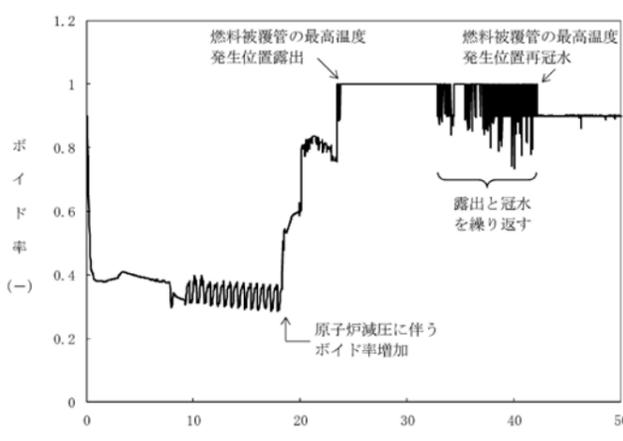
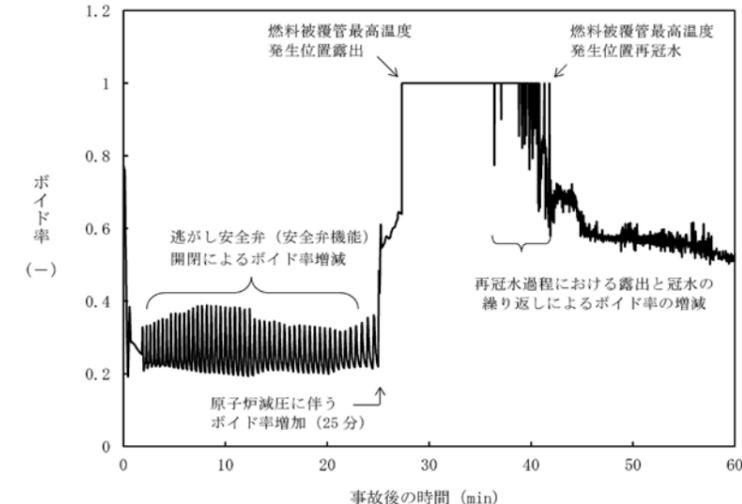
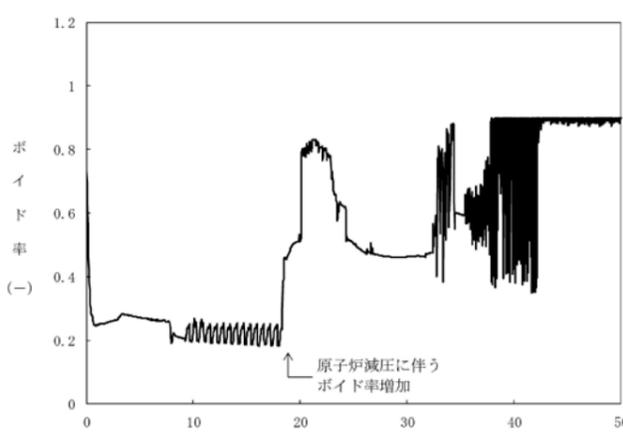
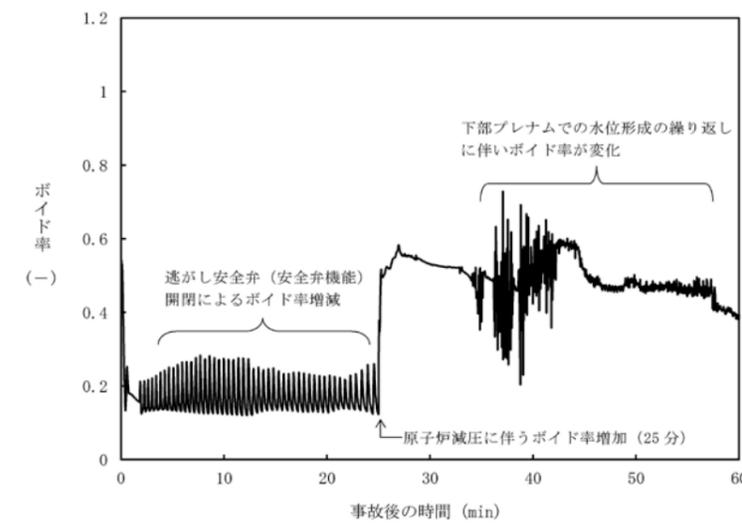
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-8図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>  <p>第7.1.6-9図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-452</p>	 <p>第7.1.6-5図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (約3.7cm²の破断)</p> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>  <p>第7.1.6-6図 注水流量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	<p>備考</p> <p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海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7.1.6-7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 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	 <p>第7.1.6-8図 原子炉压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7.1.6-9図 燃料被覆管温度の推移 (約3.7cm²の破断)</p>  <p>第7.1.6-10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7.1.6-11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>第7.1.6-12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)

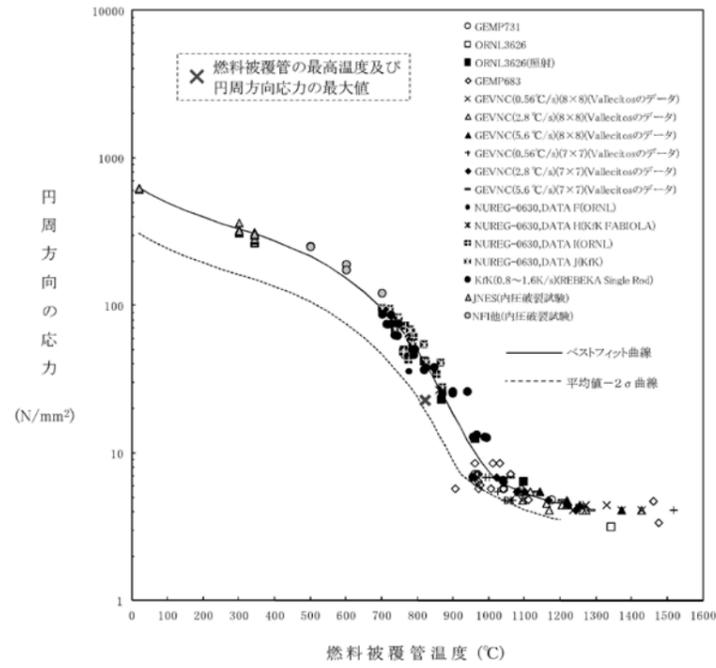
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.6-16図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> <p>第7.1.6-17図 破断流量の推移</p>	<p>第7.1.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)</p> <p>第7.1.6-14図 破断流量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	<p>備考</p>

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)

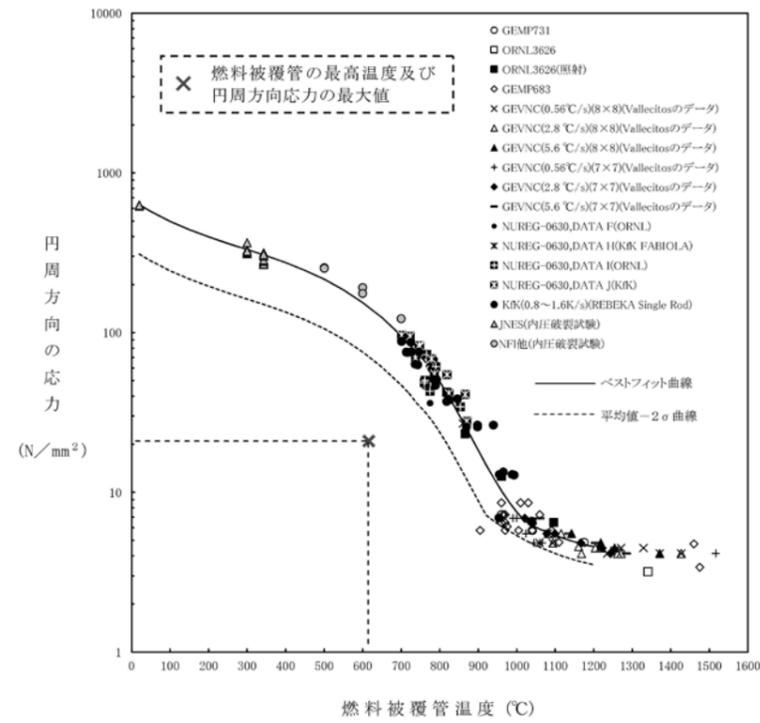
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



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7.1.6-15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)

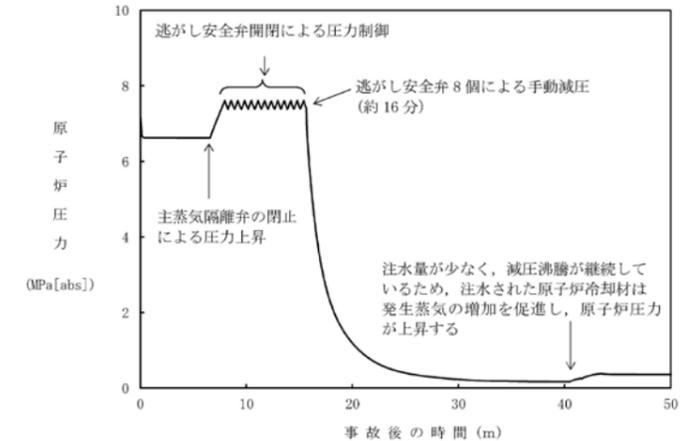
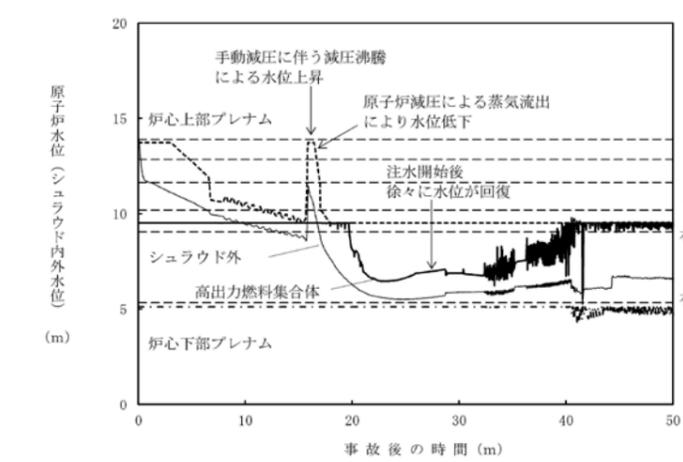
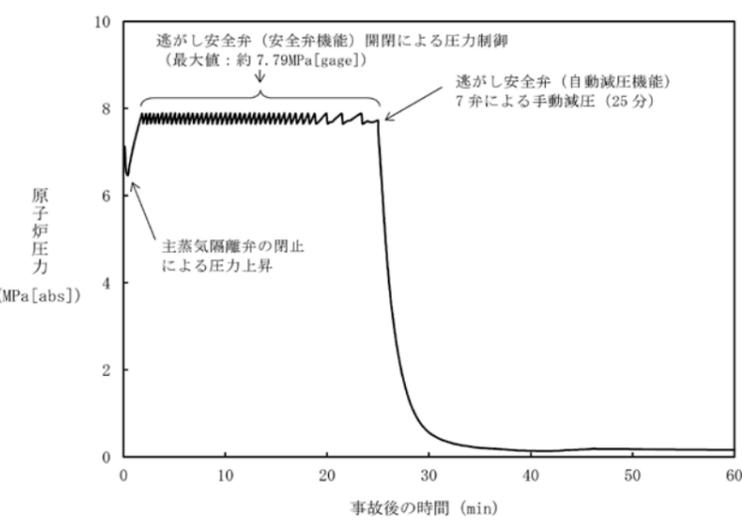
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

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 7.1.6-16 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 7.1.6-17 図 格納容器気相温度の推移 (約 3.7cm²の破断)</p>	
<p>10-7-1-458</p>	<p>10-7-479</p>	

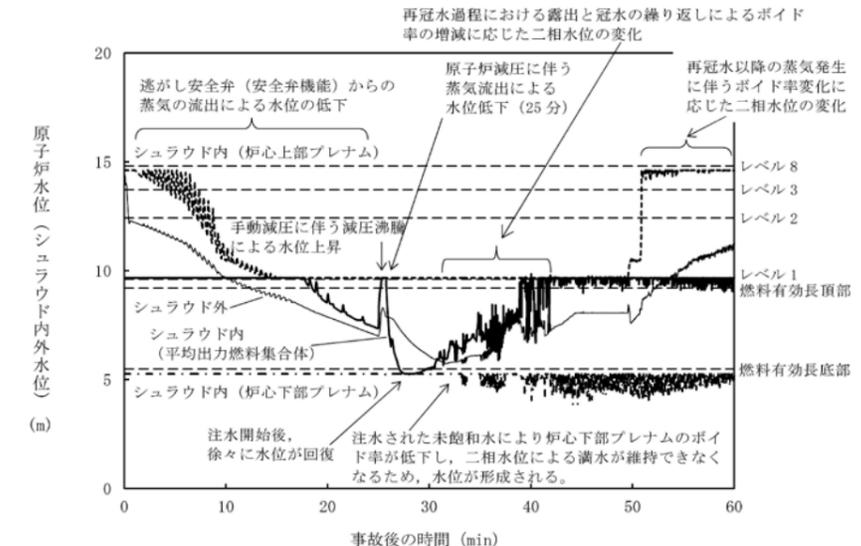
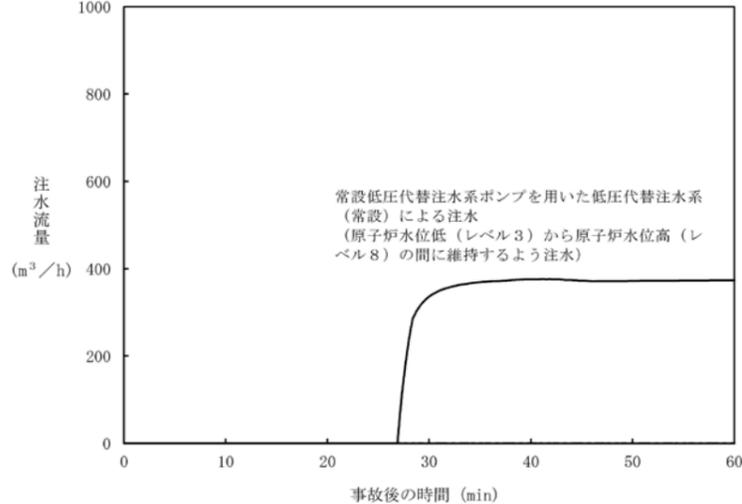
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

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7.1.6-18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7.1.6-19図 サプレッション・プール水温度の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	
<p>10-7-1-459</p>	<p>10-7-480</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)

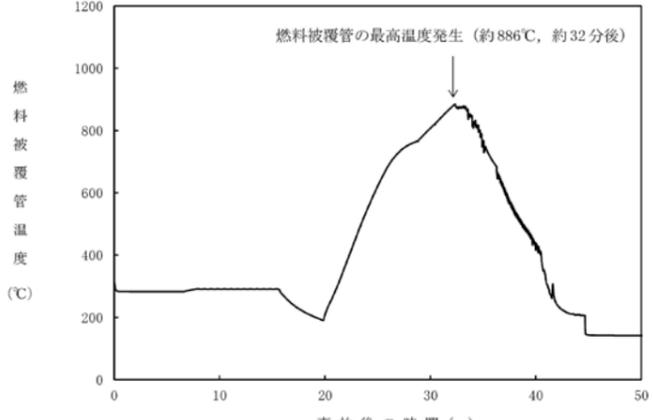
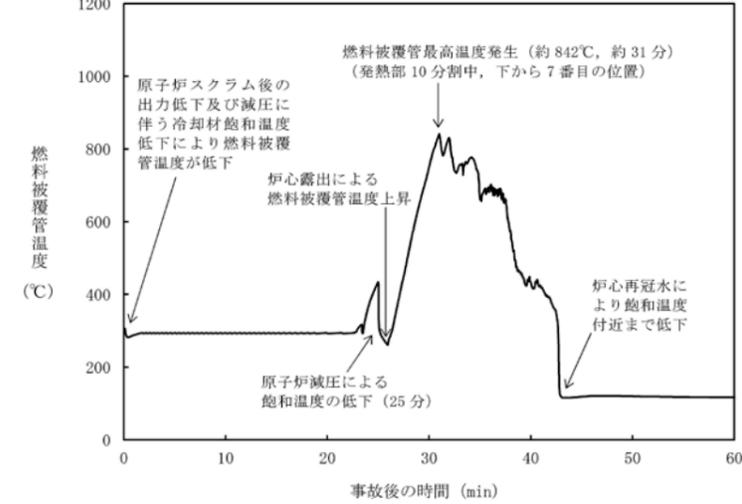
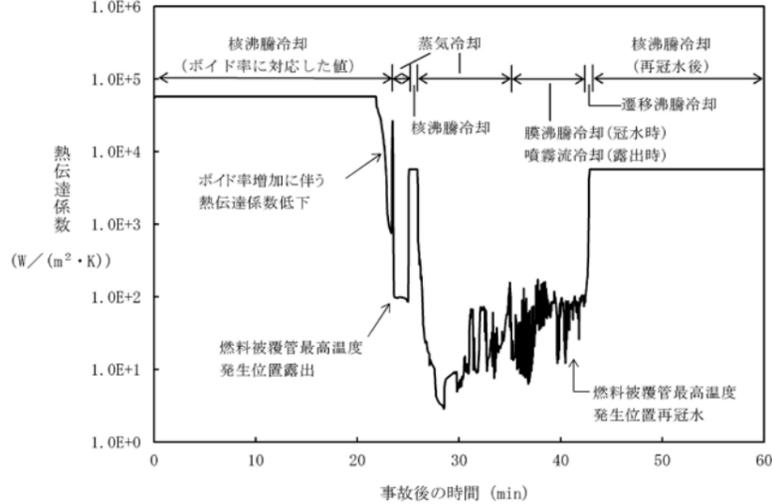
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.6-23 図 原子炉圧力の推移 (破断面積：5.6cm²)</p>  <p>第 7.1.6-24 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (破断面積：5.6cm²)</p>	 <p>第 7.1.6-20 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm²の破断)</p>	<p>備考</p>

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>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しによるボイド率の増減に応じた二相水位の変化</p> <p>原子炉減圧に伴う蒸気流出による水位低下 (25分)</p> <p>再冠水以降の蒸気発生に伴うボイド率変化に応じた二相水位の変化</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) からの蒸気の流出による水位の低下</p> <p>シユラウド内 (炉心上部プレナム)</p> <p>シユラウド外</p> <p>シユラウド内 (平均出力燃料集合体)</p> <p>シユラウド内 (炉心下部プレナム)</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>レベル8</p> <p>レベル3</p> <p>レベル2</p> <p>レベル1</p> <p>注水開始後、徐々に水位が回復</p> <p>注水された未飽和水により炉心下部プレナムのボイド率が低下し、二相水位による満水が維持できなくなるため、水位が形成される。</p> <p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>第 7.1.6-21 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) (約 9.5cm²の破断) ※</p> <p>※ シユ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>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) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持するよう注水)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>注水流量 (m³/h)</p> <p>第 7.1.6-22 図 注水流量の推移 (約 9.5cm²の破断)</p>	

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="1409 325 2181 850" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1409 871 2196 913" data-label="Caption"> <p>第 7.1.6-23 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約 9.5cm²の破断)</p> </div> <div data-bbox="1424 955 2181 1480" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1469 1491 2136 1533" data-label="Caption"> <p>第 7.1.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9.5cm²の破断)</p> </div>	

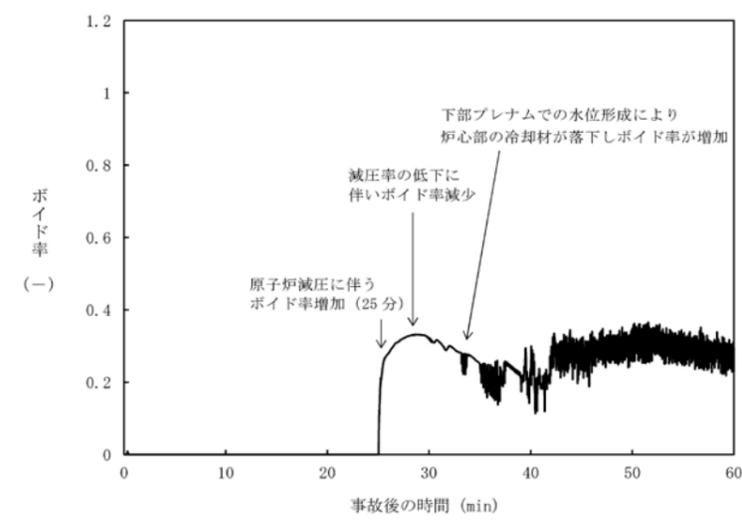
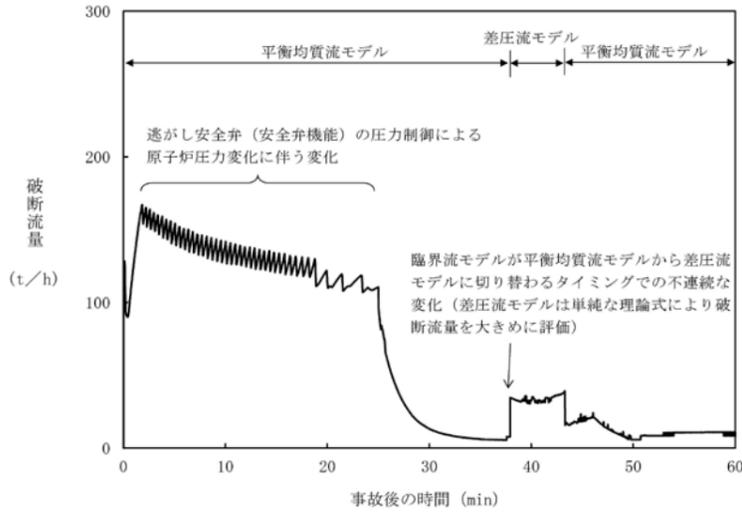
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

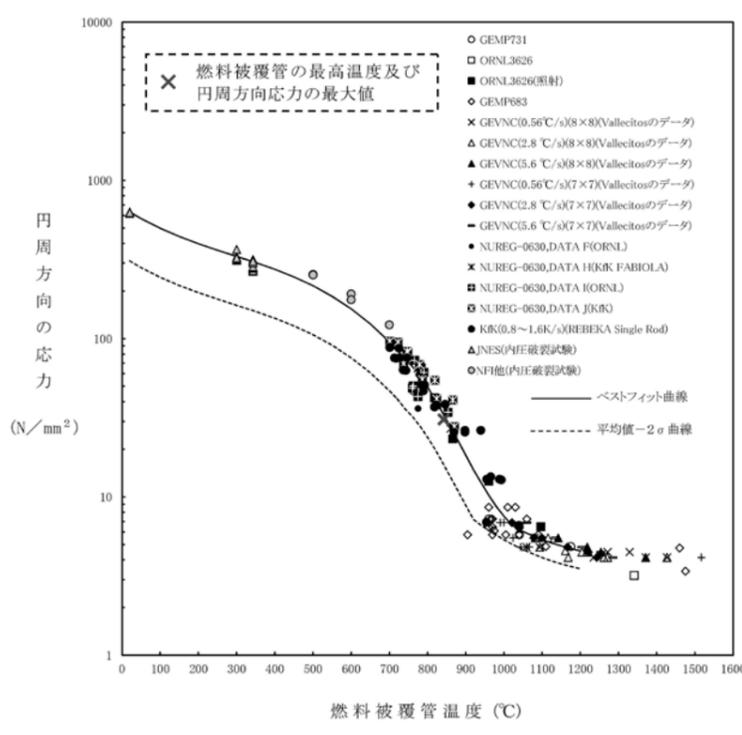
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>燃料被覆管温度の推移 (破断面積: 5.6cm²)</p>	 <p>燃料被覆管温度の推移 (約 9.5cm²の破断)</p>  <p>燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数 (約 9.5cm²の破断)</p>	<p>備考</p>

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
	<div data-bbox="1424 294 2181 819" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1454 840 2166 934" data-label="Caption"> <p>第 7.1.6-27 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> </div> <div data-bbox="1424 934 2181 1449" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1409 1470 2211 1512" data-label="Caption"> <p>第 7.1.6-28 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移 (約 9.5cm²の破断)</p> </div>	

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="1394 861 2211 903">第 7.1.6-29 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>  <p data-bbox="1513 1533 2092 1575">第 7.1.6-30 図 破断流量の推移 (約 9.5cm²の破断)</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 7.1.6-31 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>
	10-7-487	

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="1409 493 2211 1008" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1513 1039 2092 1071" data-label="Caption"> <p>第 7.1.6-32 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)</p> </div> <div data-bbox="1439 1123 2181 1638" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1394 1669 2211 1701" data-label="Caption"> <p>第 7.1.6-33 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> </div> <div data-bbox="1409 1732 1944 1764" data-label="Footnote"> <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> </div> <div data-bbox="1736 1785 1884 1816" data-label="Text"> <p>10-7-488</p> </div>	

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="1424 472 2166 987" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1484 1008 2122 1050" data-label="Caption"> <p>第 7. 1. 6-34 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)</p> </div> <div data-bbox="1736 1753 1884 1795" data-label="Text"> <p>10-7-489</p> </div>	

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 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>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）（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，「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（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>

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>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</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）の手動操作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・プール水冷却系）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7.1.7-1 図に、対応手順の概要を第7.1.7-2 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7.1.7-1 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、必要な要員は初動対応要員10名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行う当直運転員5名、通報連絡等を行う災害対策要員2名及び現場操作を行う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7.1.7-3 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。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するとともに、再循環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、燃料域）、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る。</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 (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>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）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動する。</p>	<p>I S L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</p> <p>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>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、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、燃料域）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）の手動操作による原子炉減圧</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 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧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）の起動準備操作</p> <p>I S L O C A 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）の起動準備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. 原子炉水位の維持操作</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</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> <p>・東海第二では、主蒸気隔離弁閉止イ</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>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>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>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、燃料域）、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・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却</p> <p>サブプレッション・プール水温度が32℃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残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）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・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却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、燃料域）等である。</p> <p>m. 原子炉水位の調整操作</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、燃料域）等である。</p> <p>n. 使用済燃料プールの冷却</p> <p>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</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・プール水冷却系）により継続的に実施する。</p>	<p>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系統の遠隔操作可能な電動弁を閉止する手順としている。</p> <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</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) 起回事象</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>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「I S L O C A」である。また、原子炉水位の低下を厳しくする観点で、評価上は給水流量の全喪失を想定する。</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) 起回事象</p> <p>起回事象として、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>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構造健全性評価[*]の結果、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>※ 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>・東海第二では、原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに、給水流量の全喪失を想定している。</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>

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>(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>(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>(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系が機能喪失するものとする。 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 外部電源はあるものとする。 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、原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。</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（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環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、手動操作による原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁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）の手動操作による原子炉減圧後に、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</p>	<p>・東海第二では、原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに、給水流量の全喪失を想定している。</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>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</p>	<p>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。</p> <p>※ 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、「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（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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）の手動操作による原子炉減圧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) 余裕時間を確認する観点で事象発生 5 時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の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 7.1.7-4 図から第 7.1.7-8 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</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>－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</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。</p> <p>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。</p> <p>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>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7.1.7－9図から第7.1.7－15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</p> <p>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。その後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）の手動操作による原子炉減圧を実施し、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7.1.7－9図に示すとおり、炉心の冠水が維持され、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>・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 (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>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られられる操作として、逃がし安全弁による</p>	<p>原子炉圧力は、第7.1.7-4 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大値は、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>第7.1.7-5 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）の手動操作による原子炉減圧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>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、「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操作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られられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧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>	

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>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 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 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で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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、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に評価するが、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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 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 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</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「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 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、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> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響 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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。</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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 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 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、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</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>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</p>	<p>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33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、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ることで低圧炉心スプレイ系の電源は確保されていることから、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>(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。</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33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、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</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>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</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</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>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するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。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、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>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）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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。</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。</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）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、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</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>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 (1) 必要な要員の評価 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 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）」</p>	<p>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。</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、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>(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）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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>(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>7.1.7.4 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「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初動対応要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名であり、災害対策要員の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」において、必要な</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（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、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 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、各号炉のサブプレッション・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、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。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 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）。 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 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。 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 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</p>	<p>水源、燃料及び電源は、「7.5.1(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 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。 水源として、代替淡水貯蔵槽に約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。 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、非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約130.3kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約141.2kLの軽油が必要となる。合計で755.5kLの軽油が必要となるが、軽油貯蔵タンクに約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 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、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1,128kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は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>7.1.7.5 結 論 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）」では、I S L O C A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（I S L O C A）」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</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>一ケンスグループ「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、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「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>原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）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（I S L O C A）」の重要事故シーケンス「I S L O C A」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）の手動操作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・プール水冷却系）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>この結果、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>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「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）の手動操作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・プール水冷却系）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「格納容器バイパス（I S L O C A）」に対して有効である。</p>	

柏崎刈羽発電所6号機

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 L0CA)」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	有効性評価上期待する事故対応設備	可搬型設備	計装設備
インターフューズシステム L0CA 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ェイスとなる配管のうち、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 L0CA 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、原子炉冷却材圧力バウンダリが開放される。	原子炉隔離時冷却系 【軽油タンク】	原子炉隔離時冷却系 【軽油タンク】	—	—
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。	—	—	—	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 (SU) 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 L0CA 発生	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L0CA 警報を確認し、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故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 (破断面積が大きくなり漏えい量が多い場合は、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 L0CA 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) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 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 (SU) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (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、破断箇所からの漏えい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)で緊急停止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、破断箇所からの漏えい抑制の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) 【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

東海第二発電所

第7.1.7-1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。 原子炉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*
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 (安全弁機能) により原子炉圧力が抑制されていることを確認する。 再循環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* 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 (代替再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁 (安全弁機能)*	—	原子炉水位 (広帯域、燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域、SA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 (SA)
I S L O C A 発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 隔離弁の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したことで、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る。 	—	—	原子炉水位 (広帯域、燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域、SA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

10-7-513

備 考

柏崎刈羽発電所6号機

前ページと同じ

第7.1.7-1表 「格納容器バイパス（インターフューズシステムLOCA）」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	有効性評価上期待する事故対応設備	可搬型設備	計装設備
インターフューズシステムLOCA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システムとなる配管のうち、隔離弁の閉鎖失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフューズシステムLOCA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、原子炉建屋プロローブのトバパネルが開放する。	原子炉建屋プロローブトバパネル	—	—	—
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 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
インターフューズシステムLOCA発生確認	原子炉水位及び炉心注水圧力の低下によりLOCA警報を確認し、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破断されたことを確認し、インターフューズシステムLOCA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) 原子炉圧力 (SA) 【高圧炉心注水ポンプ吐出圧力】 格納容器内圧力 (D9) 【高圧炉心注水ポンプ吐出圧力】
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開始するが、高圧炉心注水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) 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、破断箇所からの漏えい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)で緊急連動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、破断箇所からの漏えい抑制の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)

【】：重大事故等対応設備（設計基準記載）
 ■：有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-323

東海第二発電所

第7.1.7-1表 格納容器バイパス（ISLOCA）における重大事故対策について（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スイッチを停止位置に固定するとともに、レグンールポンプを停止する。 	—	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 *
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 * 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）の起動操作による原子炉減圧	<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弁の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能） * 非常用ディーゼルの発電機 * 高圧容器ポンプ *	—	原子炉圧力 * 原子炉圧力 (SA)
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	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA発生を確認後、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（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ポンプを起動し、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 常設代替注水系ポンプ * 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ない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

10-7-514

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）

柏崎刈羽発電所6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	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、プールの冷却モード）運転	原子炉急減圧によりサブプレッション・チェンバ、プールの水位が32℃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。	【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）】	—	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統隔離操作	燃料室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統の隔離を完了し、高圧炉心注水系統を隔離する。	【高圧炉心注水系統】	—	高圧炉心注水系統流量 【高圧炉心注水系統流量】
高圧炉心注水系統隔離後の水位維持	高圧炉心注水系統の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系統により、高圧炉心注水系統を維持（レベル3）から高圧炉心注水系統（レベル8）の間で維持する。	【高圧炉心注水系統】	—	高圧炉心注水系統流量 【高圧炉心注水系統流量】 サブプレッション・チェンバ、プールの水位

【 】：重大事故等対策設備（設計基準図書）

10-7-1-324

第7.1.7-1表 格納容器バイパス（ I S L O C A ）における重大事故等対策について（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
原子炉水位の維持操作	<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統を用いた低圧代替注水系統（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ることを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 低圧炉心スプレイ系* 常設低圧代替注水ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク* 	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心スプ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。 	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）* 原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A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	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プールの水温度が32℃に到達したことを確認する。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク* 	—	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・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

10-7-515

柏崎刈羽発電所6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)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）運転	原子炉急減圧によりサブプレッション・チェンバ・プールの水位が33℃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。	【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）】	—	サブプレッション・チェンバ・プールの水温度 【残留熱除去系系流量】
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	燃料室からの漏えい抑制を確保し、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】	—	高圧炉心注水系 高圧炉心注水系
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、高圧炉心注水系を原子炉水位（レベル3）から原子炉水位（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 (SA) 高圧炉心注水系 【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

【 】：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

第7.1.7-1表 格納容器バイパス（ I S L O C A ）における重大事故等対策について（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、燃料域） * 原子炉水位（SA広帯域、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	・残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心システム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。 ・代替燃料プールの冷却等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	低圧炉心システム 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、燃料域） * 原子炉水位（SA広帯域、SA燃料域） * 低圧炉心システム系流量*
使用済燃料プールの冷却	—	—	—	—

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

10-7-516

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)

柏崎刈羽発電所6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7.1.7-2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 [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 スカー卜下端から+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

10-7-517

備考

柏崎刈羽発電所6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	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 が発生した側の高圧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7.1.7-2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系熱交換器フランジ部に約21cm ² の破断面積を想定
	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
	外部電源	外部電源あり

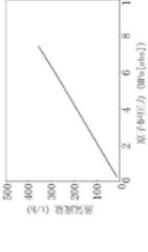
10-7-518

柏崎刈羽発電所6号機

東海第二発電所

備考

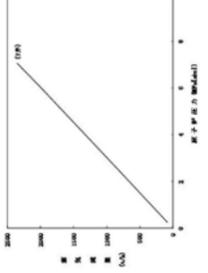
第7.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA) (3/4))

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

第7.1.7-2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 (代替原子炉再循環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/個 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] × 4個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] × 4個, 410.6t/h/個 (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	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁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

10-7-519

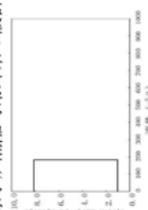
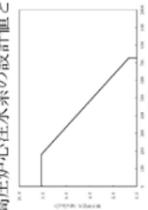
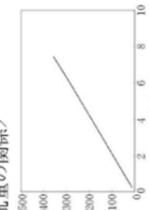
柏崎刈羽発電所6号機

東海第二発電所

備考

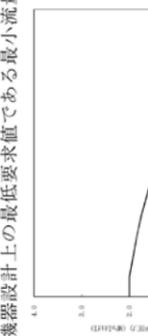
前ページと同じ

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）(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

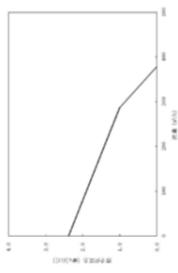
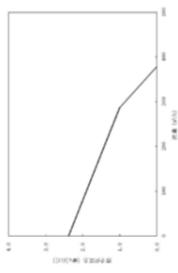
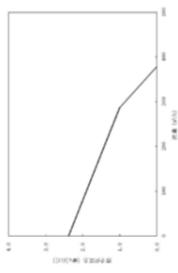
第7.1.1.7-2表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A）(4/6)

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 最小流量特性 ・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]	設計値を設定 機器設計上の最低要求値であ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

10-7-1-327

10-7-520

柏崎刈羽発電所6号機	東海第二発電所	備 考						
	<p style="text-align: center;">第7.1.1.7-2表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））(5/6)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">項 目</th> <th style="width: 40%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">重大事故等対策に 関連する機器条件 低下圧代替注水系（常設）</td> <td> 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：0m³/h～378m³/h ・注水圧力：0MPa[diff]～2.38MPa[diff] </td> <td> 機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低下圧代替注水系ポンプ2台による注水特性>  </td> </tr> </tbody> </table>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に 関連する機器条件 低下圧代替注水系（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]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低下圧代替注水系ポンプ2台による注水特性> 	
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方						
重大事故等対策に 関連する機器条件 低下圧代替注水系（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]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低下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)

柏崎刈羽発電所6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(インタンクウェイシステム 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	事象発生 15 分後	インタンクウェイシステム 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	事象発生 4 時間後	破断面積 10cm ² のインタンクウェイシステム 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 7.1.7-2 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)の自動操作による原子炉減圧	事象発生から 15 分後	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系の起動操作及び逃がし安全弁(自動減圧機能)の自動操作による原子炉減圧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	余裕時間を確認する観点で事象発生 5 時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとして設定

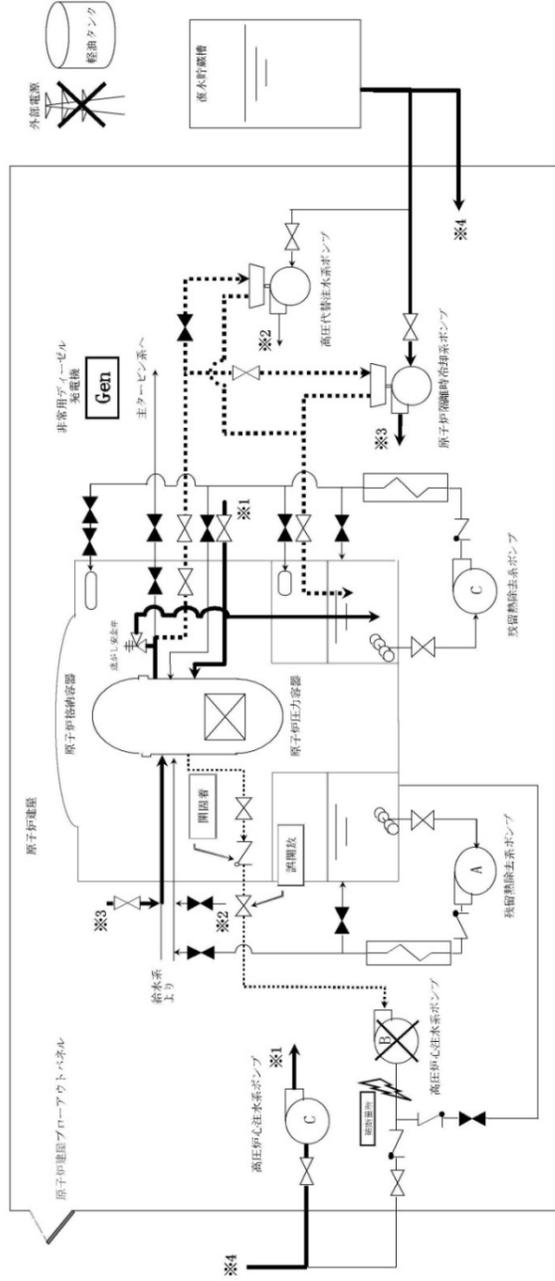
10-7-522

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)

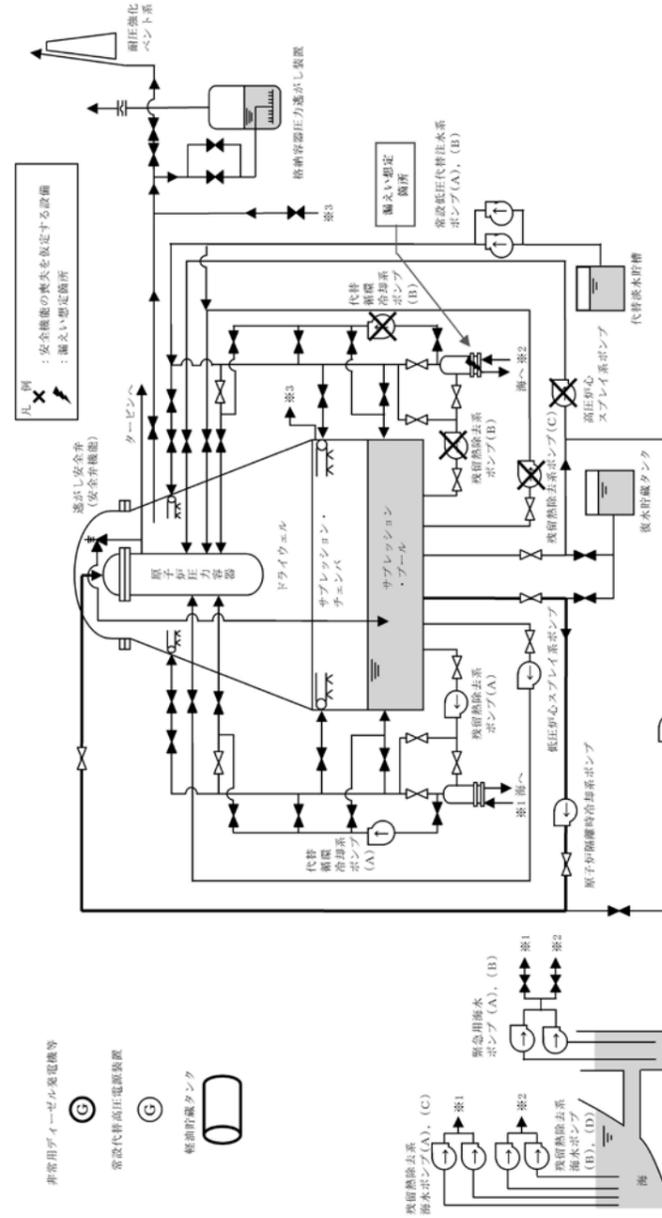
柏崎刈羽発電所6号機

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)



10-7-523

第7.1.7-1 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 (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)

柏崎刈羽発電所6号機	東海第二発電所	備考
<p>柏崎刈羽発電所6号機</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備 考</p>
<p>第7.1.7-2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 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>		<p>第7.1.7-1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 (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レイ系及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)</p>
<p>10-7-524</p>		

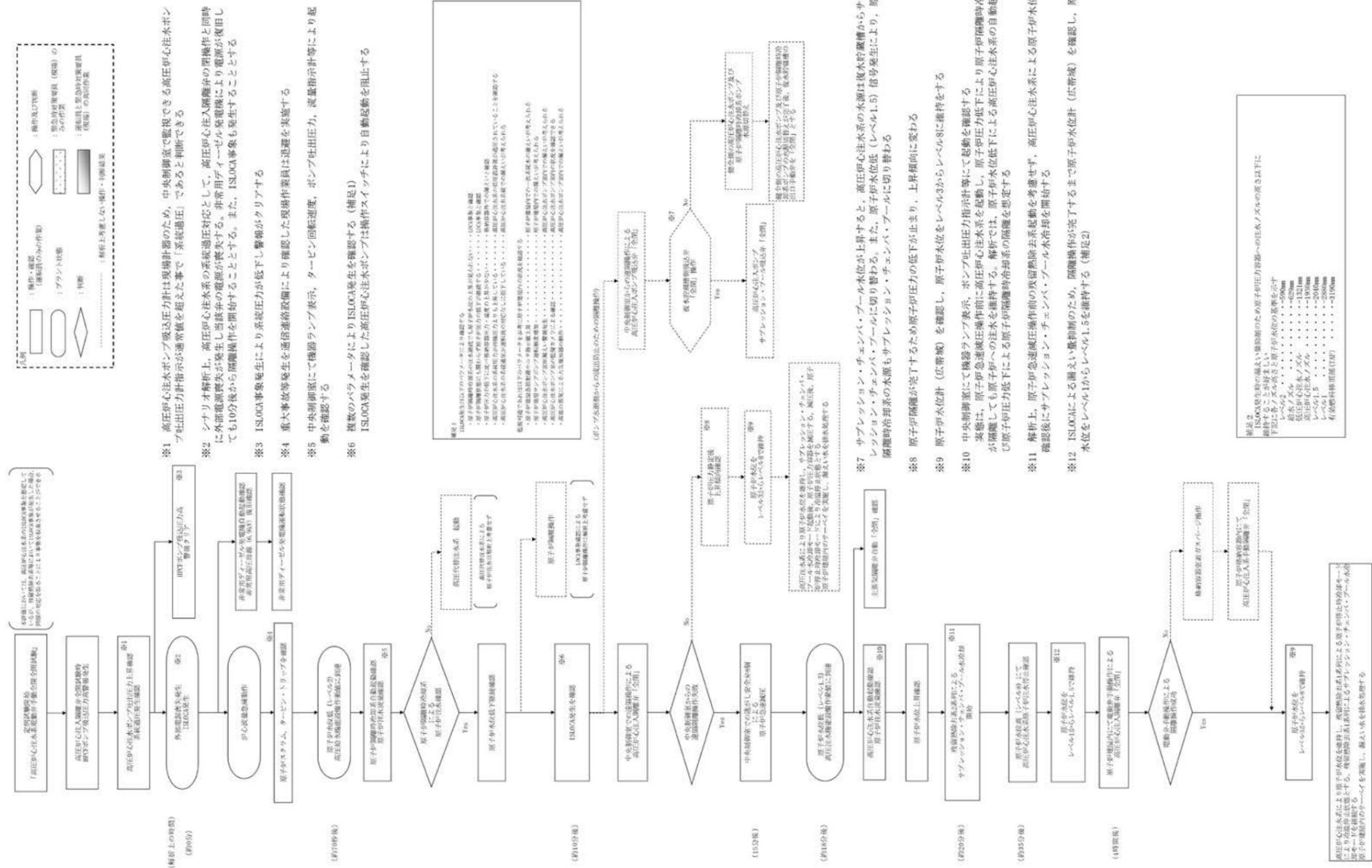
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所6号機	東海第二発電所	備考
		<p>備 考</p>
<p>第 7.1.7-3 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 (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 7.1.7-1 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>	

10-7-525

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

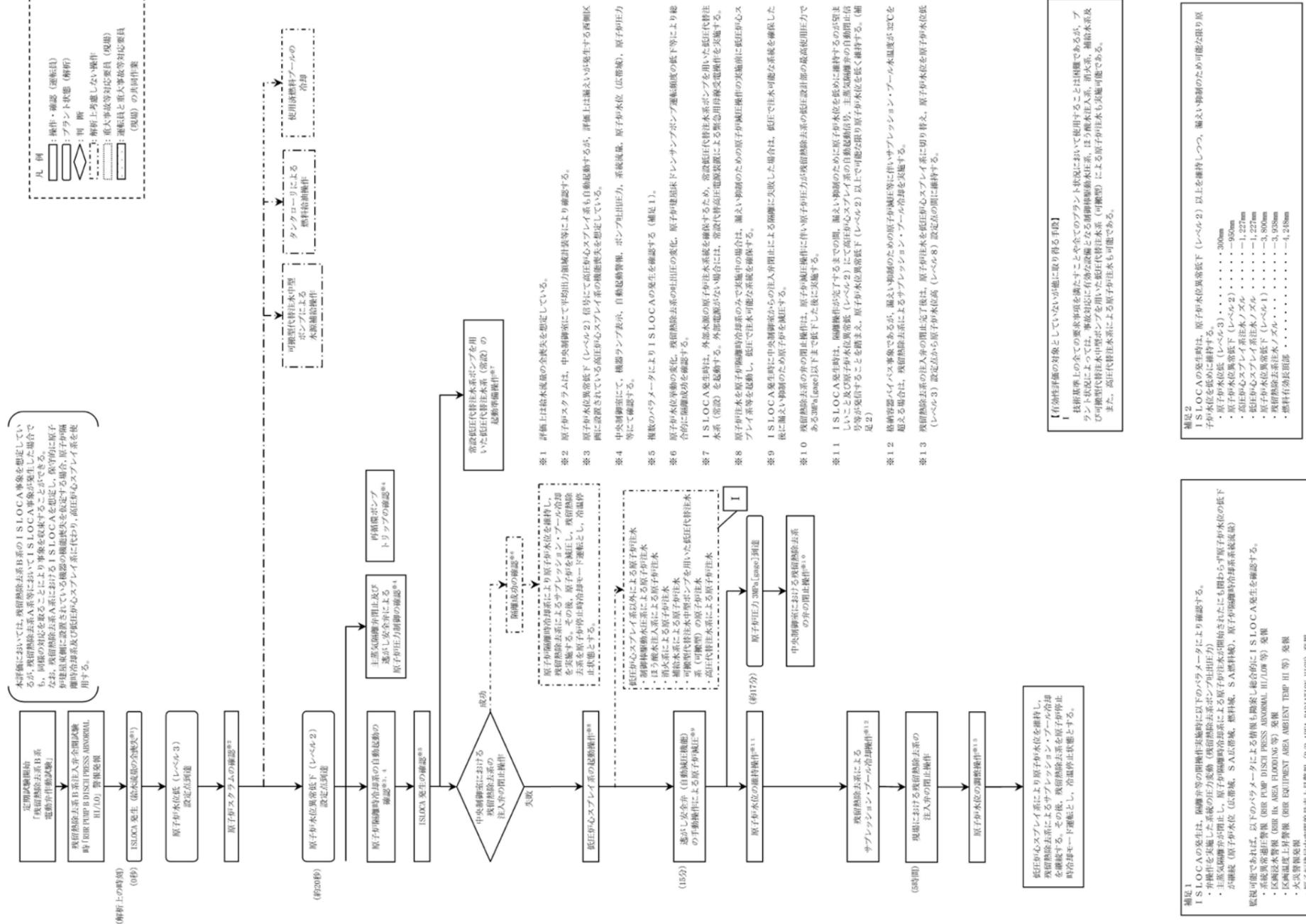


第7.1.7-4 図 「格納容器バイパス (インターフェイシスシステム LOCA)」 の対応手順の概要

10-7-1-464

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



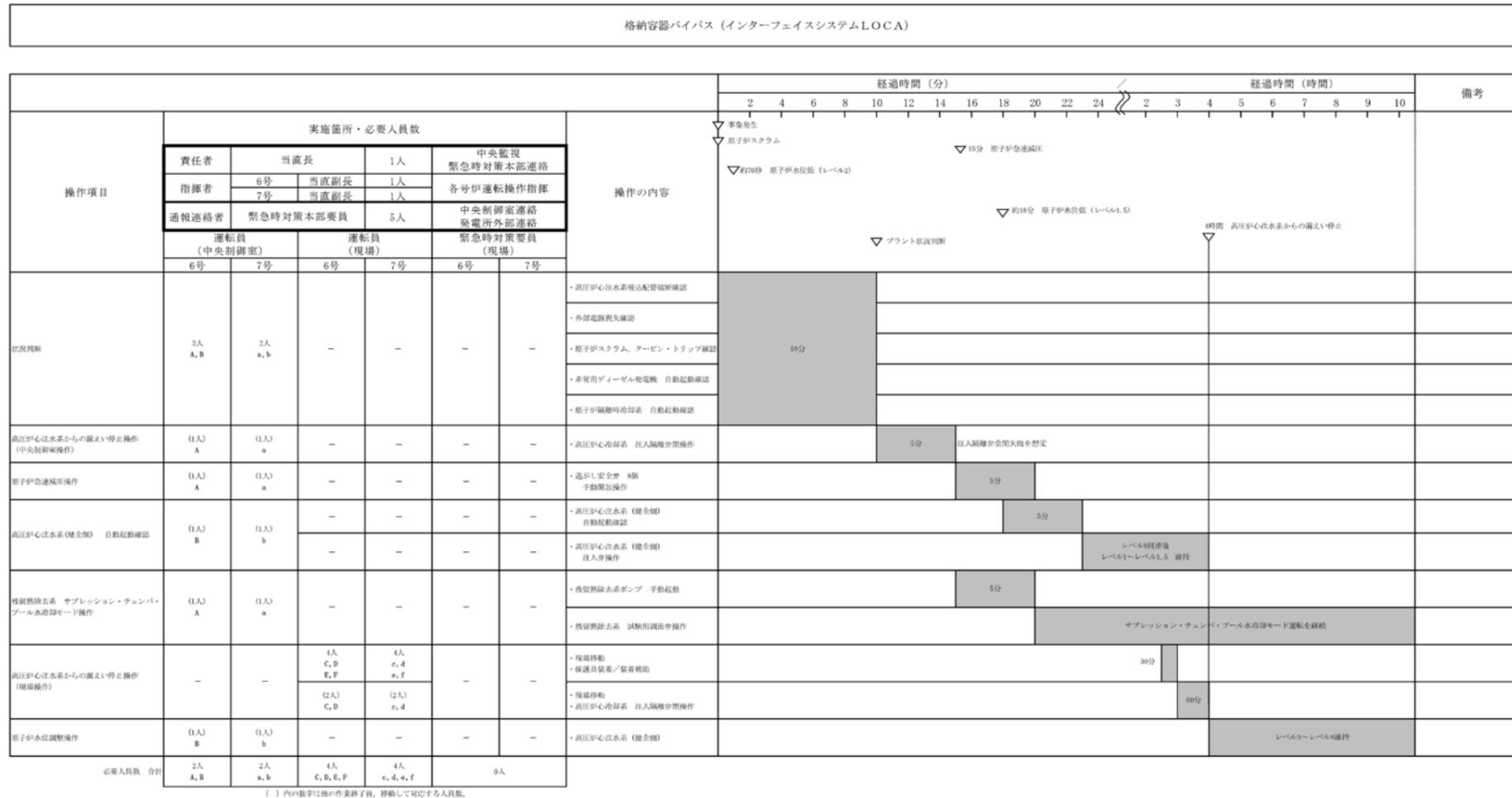
第 7.1.7-2 図 格納容器バイパス (I S L O C A) の対応手順の概要

10-7-526

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)

柏崎刈羽発電所6号機 設置変更許可申請書再補正 (平成29年8月15日)

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

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 まとめ資料

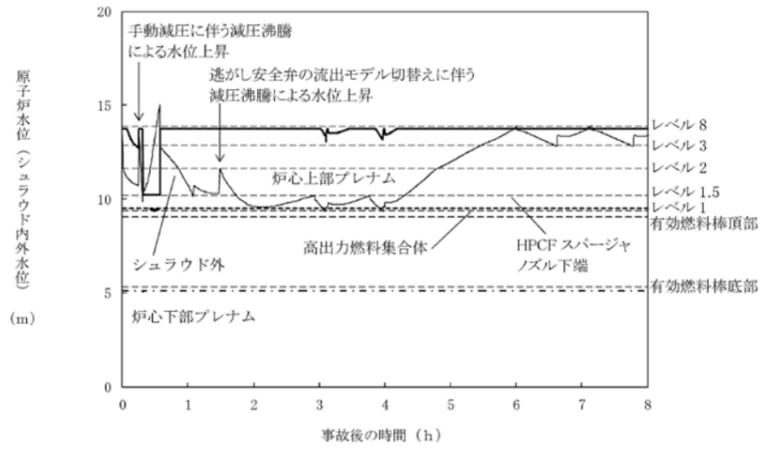
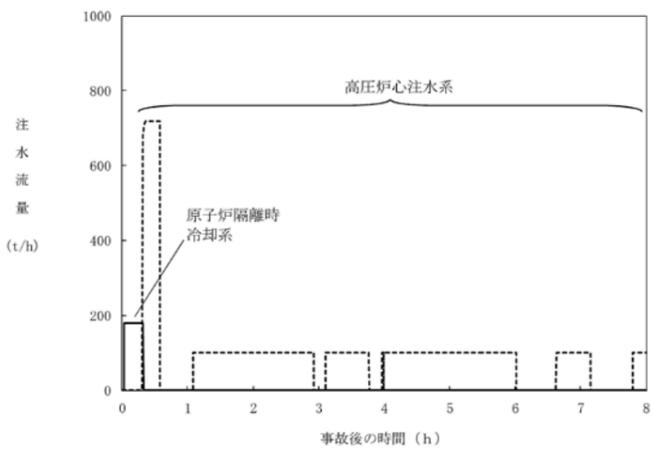
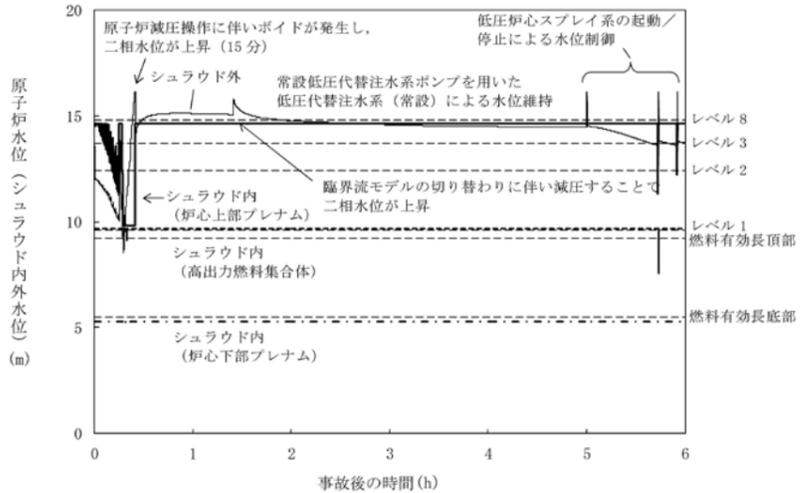
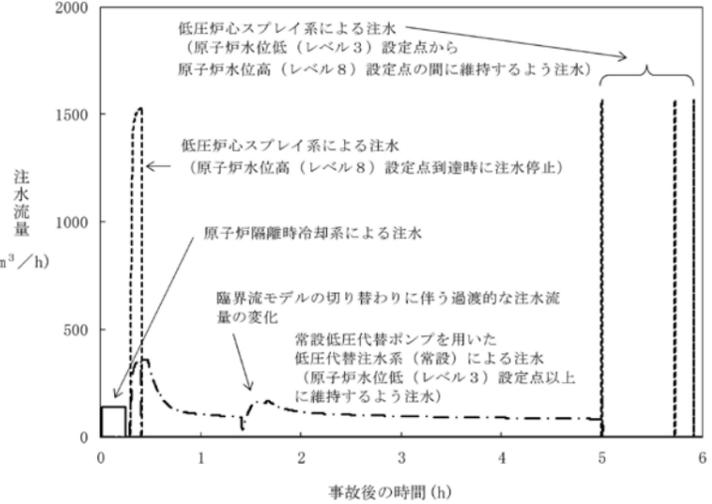
備考

実施場所・必要員数				操作の内容	経過時間		備考
責任者	当直副電長	1人	中央監視 運転操作指揮		0	25	
【】は他作業後移動してきた要員				操作の内容 ▼ 約15分 原子炉減圧開始 ▼ 約17分 原子炉圧力3MPa[gage]到達	経過時間		約5時間 残留除去系からの漏えい停止
責任者	当直副電長	1人	中央監視 運転操作指揮		0	25	
補佐	当直副電長	1人	運転操作指揮補佐		0	25	
通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		0	25	
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)					
状況確認	2人 A, B	-	-	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	-	-	2分			
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	-	-	4分			
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	-	-	2分			
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	-	-	1分			
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	-	-	3分			
残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却	【1人】 B	-	-	6分			
原子炉水位の維持操作	【1人】 A	-	-	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	-	-	適宜実施			解析上考慮しない
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	-	3人 C, B, E	1人 A	115分			
原子炉水位の調整操作	【1人】 B	-	-	適宜実施			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	【1人】 A	-	-	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
必要員合計	2人 A, B	3人 C, B, E	1人 A				20分 15分

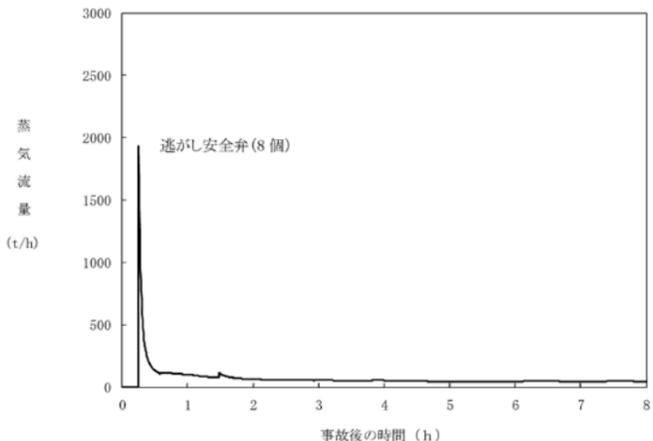
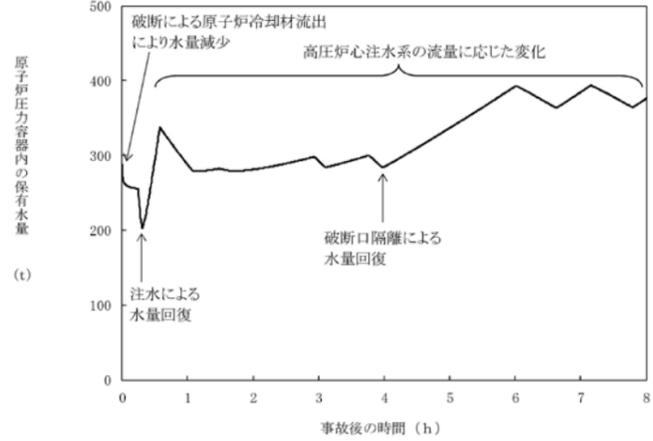
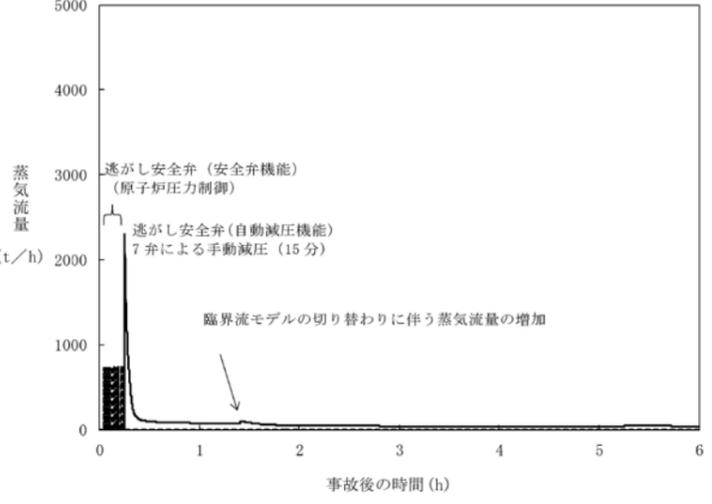
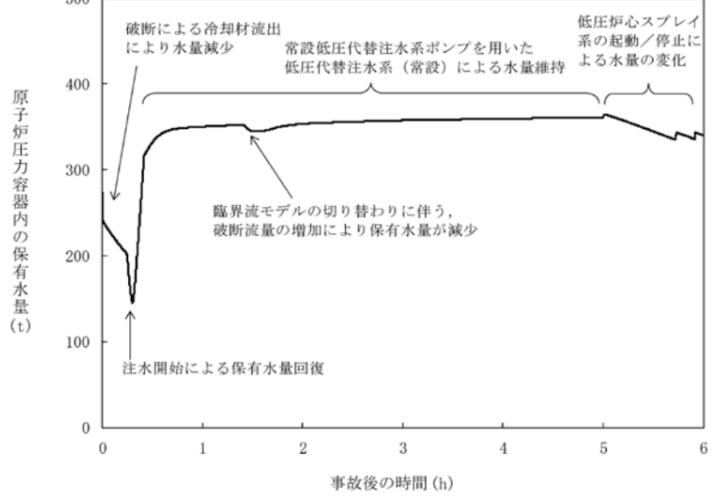
第 7.1.7-3 図 格納容器バイパス (ISLOCA) の作業と所要時間

柏崎刈羽発電所 6号機 設置変更許可申請書再補正 (平成 29 年 8 月 15 日)	東海第二発電所 まとめ資料	備 考
<div data-bbox="320 520 994 961" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="534 982 875 1018" data-label="Caption"> <p>第 7.1.7-6 図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="341 1081 1113 1522" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="430 1528 964 1564" data-label="Caption"> <p>第 7.1.7-7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> </div>	<div data-bbox="1409 520 2151 1018" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1617 1045 1973 1081" data-label="Caption"> <p>第 7.1.7-4 図 原子炉圧力の推移</p> </div>	

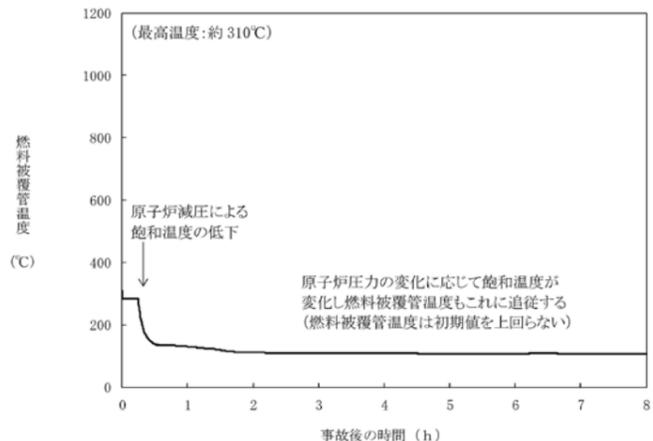
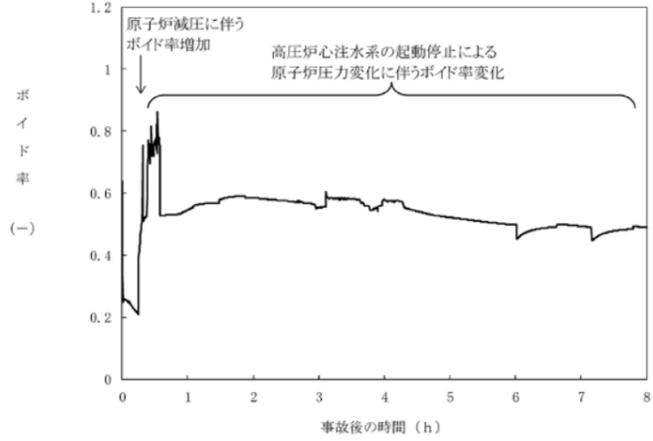
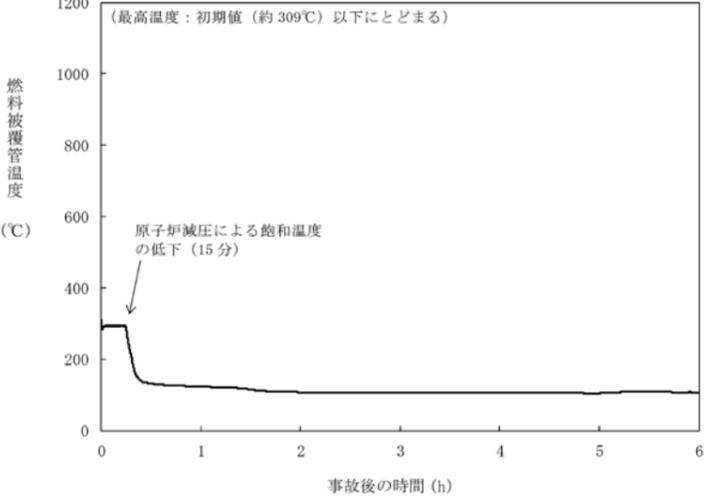
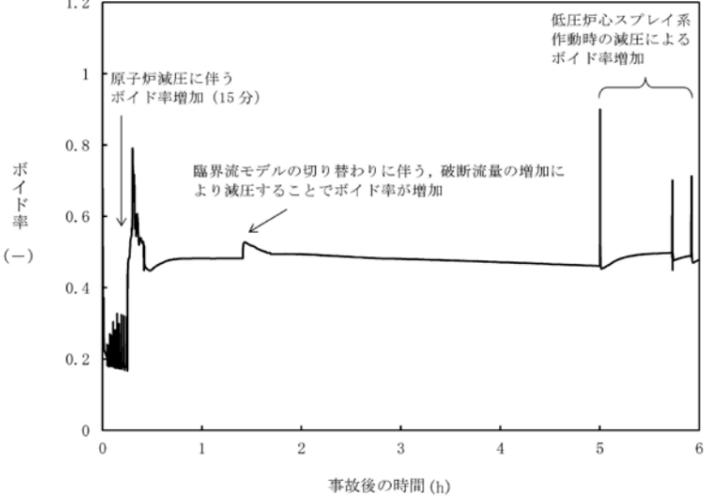
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所6号機 設置変更許可申請書再補正 (平成29年8月15日)	東海第二発電所 まとめ資料	備考
 <p>第7.1.7-8図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>  <p>第7.1.7-9図 注水流量の推移</p>	 <p>第7.1.7-5図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移[※]</p> <p>※ シユ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7.1.7-6図 注水流量の推移</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシユラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシユラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシユラウド内のみの図は不要と判断した。</p>

10-7-1-467

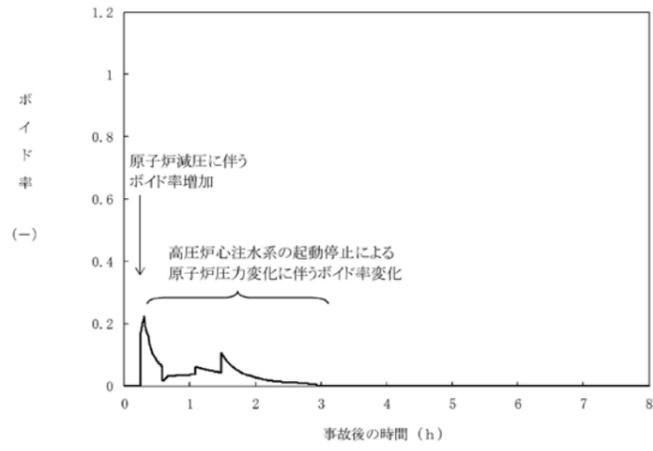
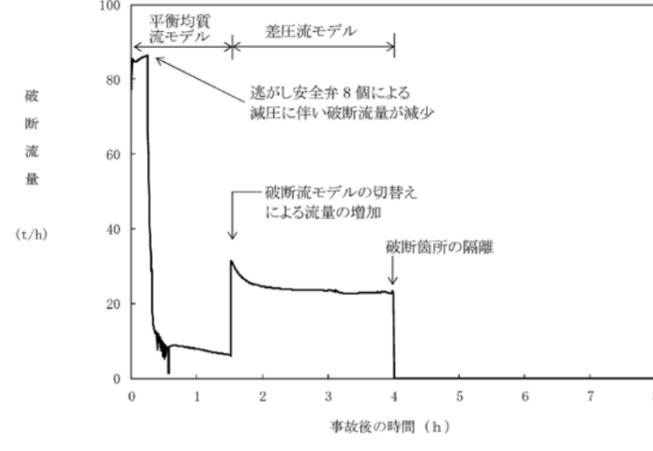
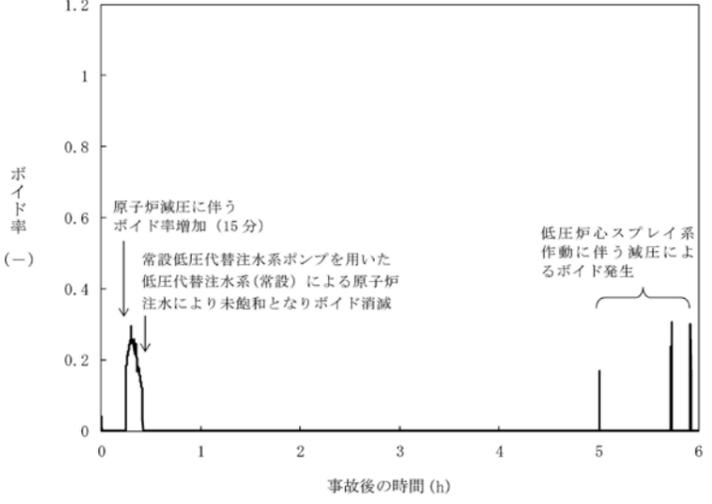
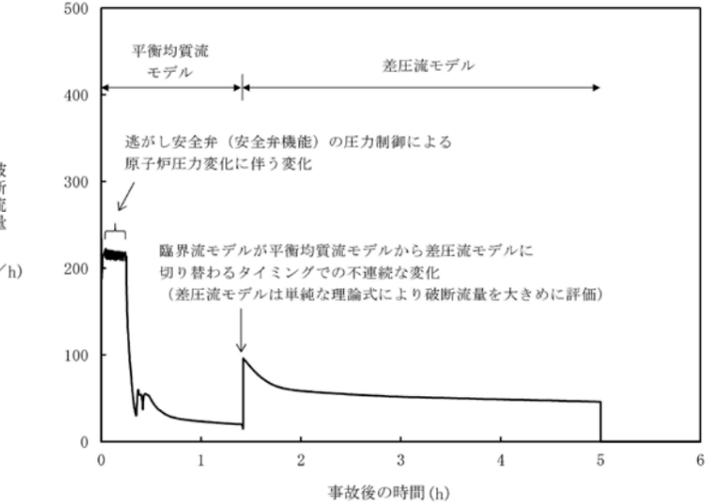
柏崎刈羽発電所 6号機 設置変更許可申請書再補正 (平成 29 年 8 月 15 日)	東海第二発電所 まとめ資料	備 考
 <p>第 7.1.7-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.7-11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-468</p>	 <p>第 7.1.7-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.7-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	

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）

柏崎刈羽発電所 6号機 設置変更許可申請書再補正 (平成 29 年 8 月 15 日)	東海第二発電所 まとめ資料	備考
 <p>第 7.1.7-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <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>10-7-1-469</p>	 <p>第 7.1.7-9 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 7.1.7-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽発電所6号機 設置変更許可申請書再補正（平成29年8月15日）	東海第二発電所 まとめ資料	備考
	<div data-bbox="1394 436 2211 955" data-label="Figure"> </div> <p data-bbox="1418 972 2178 1003">第7.1.7-10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> <div data-bbox="1424 1056 2151 1564" data-label="Figure"> </div> <p data-bbox="1424 1585 2178 1617">第7.1.7-11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>	

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）

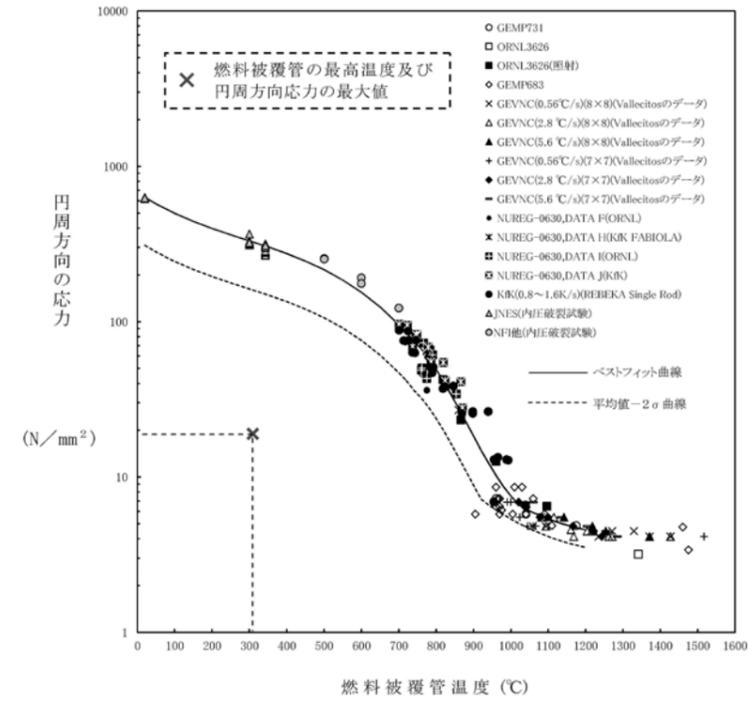
柏崎刈羽発電所 6号機 設置変更許可申請書再補正 (平成 29 年 8 月 15 日)	東海第二発電所 まとめ資料	備考
 <p>ボイド率</p> <p>(一)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加</p> <p>高圧炉心注水系の起動停止による原子炉圧力変化に伴うボイド率変化</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.7-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>  <p>破断流量 (t/h)</p> <p>平衡均質流モデル</p> <p>差圧流モデル</p> <p>逃がし安全弁 8 個による減圧に伴い破断流量が減少</p> <p>破断流モデルの切替えによる流量の増加</p> <p>破断箇所の隔離</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.7-15 図 破断流量の推移</p>	 <p>ボイド率</p> <p>(一)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (15分)</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より未飽和となりボイド消滅</p> <p>低圧炉心スプレイ系作動に伴う減圧によるボイド発生</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.7-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>  <p>破断流量 (t/h)</p> <p>平衡均質流モデル</p> <p>差圧流モデル</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の圧力制御による原子炉圧力変化に伴う変化</p> <p>臨界流モデルが平衡均質流モデルから差圧流モデルに切り替わるタイミングでの不連続な変化 (差圧流モデルは単純な理論式により破断流量を大きめに評価)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.7-14 図 破断流量の推移</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）

柏崎刈羽発電所 6号機 設置変更許可申請書再補正 (平成 29年 8月 15日)

東海第二発電所 まとめ資料

備考



第7.1.7-15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