

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>2.6 LOCA時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び②「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>なお、大破断LOCAのように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することができないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断LOCAが発生した後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所からの原子炉冷却材の流出により、原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下が継続し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、中小破断LOCAが発生し、同時に高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価としては、中小破断LOCA発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。中小破断LOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合、重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が、より早期に原子炉注水を開始することが可能となり、原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した場合でも、中長期的にはサプレッション・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、原子炉減圧後に低圧の注水機能を</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・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</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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、<b>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。</b></p> <p>また、<b>事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は、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。</b></p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、24名で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>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</p>	<p>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、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。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2.6-1 図に、対応手順の概要を第2.6-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.6-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、<b>必要な要員は初動対応要員19名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員5名である。</b></p> <p>初動対応要員の内訳は、発電長1名、副発電長1名、運転操作対応を行う運転員5名、通報連絡等を行う災害対策要員2名、現場操作を行う重大事故等対応要員10名である。</p> <p>招集要員の内訳は、燃料補給作業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2.6-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、初動対応要員19名及び招集要員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。<b>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。</b></p> <p>原子炉スクラム及びLOCA発生の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失の確認</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、<b>原子炉水位異常低下（レベル</b></p>	<p>シーケンスと同じとなることを説明している。但し、本事故シーケンスについて低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認しているという点で実態として違いはない。</p> <p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</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>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          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</p>	<p>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。          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          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。          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          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。          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          対応可能な要員にて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          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。          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。          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>g. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作          低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプ準備、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）による原子炉減圧操作          常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）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</p>	<p>・東海第二では、高圧注水機能の自動起動失敗を確認した場合には、運転手順に従い、一連の操作として以下を実施し、これら全てに失敗した場合に低圧代替注水系の起動操作を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・高圧注水機能の手動起動</li> <li>・高圧代替注水系の手動起動</li> <li>・低圧注水機能の手動起動</li> </ul> <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> <p>・東海第二では、運転手順に従い、LOCA発生時にはCUW吸込弁の閉止操作を実施する。</p> <p>・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</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>運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が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、格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）である。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</p>	<p>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）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）である。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプ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。</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）等である。</p> <p>j. 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>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</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℃に到達した場合は、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。サプレ</p>	<p>・設備設計の違いにより、東海第二ではバイパス流防止系統構成は不要。</p> <p>・運転手順に従い、TAF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。</p> <p>・東海第二では、中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合の操作時間</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<b>中間開操作</b>することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水位である。</p>	<p>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>l. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置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、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し、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. 可搬型代替注水大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大型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>可搬型代替注水大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補給操作</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大型ポンプに燃料補給を実施する。</p> <p>o. 使用済燃料プールの冷却操作</p>	<p>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> <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>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」である。</p> <p>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、スプレー冷却、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、放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</p>	<p>対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</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>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中小破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。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、スプレー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放射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を SAFER コードよりも低めに評価する CHASTE コードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.6-2 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>・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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>下に示す。</p> <p>a. 事故条件            (a) 起因事象            破断箇所は原子炉压力容器下部のドレン配管（配管断面積約 26cm<sup>2</sup>）とし、破断面積を 1cm<sup>2</sup> とする。</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</p>	<p>a. 事故条件            (a) 起因事象            シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm<sup>2</sup>）に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm<sup>2</sup>の破断を想定する。            また、約 9.5 cm<sup>2</sup>の破断を想定し、これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。            （添付資料 2.6.1）</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定            高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。</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</p>	<p>・プラント型式の違い（PLRの有無）及び代替注水容量の違いにより破断位置及び面積の設定は異なるが、設定の考え方は同等</p> <p>・東海第二では、運転員等の操作時間余裕を考慮しない場合に破裂発生防止が可能な最大面積も設定</p> <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>・外部電源の想定に起因する違い</p> <p>・東海第二では、原子炉圧力が高めに</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（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>を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(c) 低圧代替注水系（常設）          逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大300m<sup>3</sup>/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、140m<sup>3</sup>/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</p>	<p>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弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 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：0～378m<sup>3</sup>/h、注水圧力：0～2.38MPa[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、230m<sup>3</sup>/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。          ※：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）          低圧代替注水系（常設）と同じ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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、130m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また、サプレッション・チェンバ圧力が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          サプレッション・チェンバ圧力が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、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、外部電源が</p>	<p>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> <p>・東海第二では、評価上は外部電源あ</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>14 分後に開始するものとし、操作時間は約 4 分間とする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から約 18 分後に開始する。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>【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 <math>1.3 \times 10^{13}</math>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<sup>※2</sup>である <math>3.7 \times 10^{13}</math>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 <math>9.9 \times 10^{14}</math>Bq、よう素についてはI-131 等価量で約 <math>6.5 \times 10^{13}</math>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 (<math>3.7 \times 10^7</math>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</p>	<p>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）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、サブプレッション・チェンバ圧力が 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、サブプレッション・チェンバ圧力が 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あたっては、「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 <math>4.7 \times 10^{12}</math>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<sup>*</sup>である <math>2.22 \times 10^{14}</math>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 <math>6.0 \times 10^{15}</math>Bq、よう素についてはI-131 等価量で約 <math>3.9 \times 10^{14}</math>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</p>	<p>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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>×10<sup>9</sup>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<sup>12</sup>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<sup>13</sup>Bq (1000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10<sup>10</sup>Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・「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)</li> <li>・「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)</li> </ul> <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2%とする。</p> <p>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</p>	<p>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あたる値は 2.78×10<sup>13</sup>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<sup>14</sup>Bq (6,000Ci) を条件としている。(1Ci=3.7×10<sup>10</sup>Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・「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)</li> </ul> <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に移行するものとし、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（自動減圧機能）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考慮し、スクラビングの効果を考慮しないものとする。また、核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする*。      ※：格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合、建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが、これによる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气に放出される条件の「LOCA時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の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(1)式で、</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>閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。</p> $HI=R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <p>R：呼吸率 (m<sup>3</sup>/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) 0.31m<sup>3</sup>/hを秒当たりに換算して用いる。        H<sub>∞</sub>：よう素(I-131)を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)        χ/Q：相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)        Q<sub>I</sub>：事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq)        (I-131 等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma}=K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ <p>K：空気吸収線量から実効線量当量への換算係数        (K=1Sv/Gy)        D/Q：相対線量 (Gy/Bq)        Q<sub>γ</sub>：事故期間中の希ガスの大气放出量 (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、<b>相対濃度(χ/Q)を1.2×10<sup>-5</sup>(s/m<sup>3</sup>)</b>、<b>相対線量(D/Q)を1.9×10<sup>-19</sup>(Gy/Bq)</b>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、<b>相対濃度(χ/Q)は6.2×10<sup>-6</sup>(s/m<sup>3</sup>)</b>、<b>相対線量(D/Q)は1.2×10<sup>-19</sup>(Gy/Bq)</b>とする。</p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は10、<b>格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000</b>、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)<sup>※2</sup>、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</p>	<p>希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。</p> $H_{I2}=R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <p>R：呼吸率 (m<sup>3</sup>/h)        H<sub>∞</sub>：よう素を1Bq吸入した場合の小児の実効線量        (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)        χ/Q：相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)        Q<sub>I</sub>：事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq)        (I-131 等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma}=K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ <p>K：空気吸収線量から実効線量への換算係数        (K=1Sv/Gy)        D/Q：相対線量 (Gy/Bq)        Q<sub>γ</sub>：事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq)        (γ線実効エネルギー0.5MeV 換算値)</p> <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<sup>*</sup>の値として、<b>相対濃度(χ/Q)を2.9×10<sup>-5</sup>s/m<sup>3</sup></b>、<b>相対線量(D/Q)を4.0×10<sup>-19</sup>Gy/Bq</b>とし、耐圧強化ベントを用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、<b>相対濃度(χ/Q)は2.0×10<sup>-6</sup>s/m<sup>3</sup></b>、<b>相対線量(D/Q)は8.1×10<sup>-20</sup>Gy/Bq</b>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、<b>無機よう素の除染係数を100</b>とする。        (添付資料2.6.2, 2.6.3, 2.6.4)</p> <p>(4) 有効性評価の結果        本重要事故シーケンスにおいて、約3.7cm<sup>2</sup>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)<sup>*</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.6-4図から第2.6-8図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボ</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>及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第7.1.6-12 図から第7.1.6-18 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第7.1.6-19 図から第7.1.6-22 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位をあわせて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。</p> <p>事象発生から約18分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p>	<p>イド率、破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.6-9図から第2.6-15図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.6-16図から第2.6-19図に示す。同様に、約9.5cm<sup>2</sup>の破断を想定する場合のパラメータの推移を第2.6-20図から第2.6-31図に示す。</p> <p>※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による原子炉減圧操作を実施することで、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>・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（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>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压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>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压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、原子炉压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℃</p>	<p>また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉压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、サブプレッション・チェンバ圧力が 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 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 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 2.6-9 図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、約 3.7cm<sup>2</sup>の破断の場合には、事象発生約 37 分後に最高値の約 616℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また、約 9.5cm<sup>2</sup>の破断の場合には、第 2.6-25 図に示すとおり、事象発生約 31 分後に約 842℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の酸化量は、約 3.7cm<sup>2</sup>の破断の場合及び約 9.5 cm<sup>2</sup>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 2.6-4 図及び第 2.6-20 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉压力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は、第 2.6-16 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉压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</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>倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.6-17図に示すとおり、事象発生の約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9.5cm<sup>2</sup>の破断を想定する場合でも、最高値は同等となる。</p> <p>第2.6-5図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.6-16図及び第2.6-17図に示すように、格納容器圧力逃がし装置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<sup>-1</sup>mSvであり、5mSvを下回る。また、耐圧強化ベント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<sup>-1</sup>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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.6.5）</p> <p>安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。また、代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シナリオでは、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）の起動後に原子炉を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）により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</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「7.1.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</p>	<p>及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）、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>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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</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>(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</p>	<p>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。        (添付資料2.6.6)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、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。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。        (添付資料2.6.6)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.6-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、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33~41kW/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、</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>操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm<sup>2</sup> 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<sup>2</sup> 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 1cm<sup>2</sup>）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>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> <p>事故条件の起因事象については、シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm<sup>2</sup>）に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm<sup>2</sup> の破断面積を設定している。なお、破断面積が約 9.5 cm<sup>2</sup> までは、同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が約 9.5 cm<sup>2</sup> を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、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>(添付資料 2.6.1, 2.6.6)</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>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 に対応したものとされており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・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<sup>2</sup> 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<sup>2</sup> までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約886℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件          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</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33～41kW/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、シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約2,400 cm<sup>2</sup>）に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約3.7 cm<sup>2</sup>の破断面積を設定している。なお、破断面積が約9.5 cm<sup>2</sup>までは、同じ25分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり、燃料被覆管の最高温度は約842℃となる。破断面積が約9.5cm<sup>2</sup>を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、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 style="text-align: right;">（添付資料2.6.1, 2.6.6）</p> <p>b. 操作条件          操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分</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>の要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から約 18 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、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>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>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）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、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、サプレッション・チェンバ圧力 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、並列して実施する可能性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、サプレッション・チェンバ圧力 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、並列して実施する可能性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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.6)</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>(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] 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>(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）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、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 310kPa[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 620kPa[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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.6)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第 2.6-32 図から第 2.6-34 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、約 3.7cm<sup>2</sup>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、炉心損傷後のマネジメントに移行するため、重大事故での対策の範囲とな</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（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>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す。</p> <p>a. 水源</p>	<p>る。なお、約9.5cm<sup>2</sup>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310kPa [gage] から上昇するが、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が310kPa [gage] に到達してから620kPa [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>(添付資料2.6.6, 2.6.7)</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>2.6.4 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、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり19名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に必要な招集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に招集可能な要員の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「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</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>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5,400m<sup>3</sup>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10,800m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>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>7.1.6.5 結論</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5,320m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>、北側淡水池に約2,500m<sup>3</sup>及び高所淡水池に約2,500m<sup>3</sup>の水を保有しており、可搬型代替注水大型ポンプを用いて、北側淡水池又は高所淡水池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>(添付資料2.6.8)</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。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>可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については、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36.6kL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、可搬型代替注水大型ポンプによる給水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.6.9)</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量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982kW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>(添付資料2.6.10)</p> <p>2.6.5 結 論</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>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>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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。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）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、運転員及び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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	









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

柏崎刈羽発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [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 336Wd/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 <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	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

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事象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 (圧力容器トーム部)	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、その他の核的核種等の特徴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線出力密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 336Wd/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
ドライウエル空間気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定

2.6-40

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：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6/7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 <sup>2</sup>	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管 (計測配管を除く) のうち、流出量が大きくなくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。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、事故シナクセスグループ「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 <sup>2</sup> 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2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル) 5,700m <sup>3</sup> 格納容器体積 (ウエットウエル) 空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup> サブレスシジョン・プール水位 (通常水位-4.7cm) 6.983m サブレスシジョン・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-サブレスシジョン・チェンバール間差圧) 外部水源の水温 35℃	設計値を設定 サブレスシジョン・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、保安規定の運転における下限値を設定 サブレスシジョン・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転における下限値を設定 サブレスシジョン・プールの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温和として、保安規定の運転における上限値を設定 設計値を設定 格納容器サブレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温和として、代替淡水貯槽及び水源補給に用いる北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温和を設定 シユラウド外の液相配管のうち最も低い位置にある再循環配管 (配管断面積約2,400cm <sup>2</sup> ) に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約3.7cm <sup>2</sup> の破断を設定 また、約9.5cm <sup>2</sup> の破断を想定し、これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能となる最大の破断面積となることを確認する
事故条件	再循環配管に約3.7cm <sup>2</sup> 又は約9.5cm <sup>2</sup> 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	高圧注水機能として高圧炉心サブ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サブ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

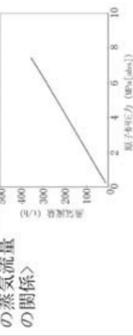
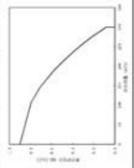
2.6-41

柏崎刈羽発電所6/7号機

東海第二発電所

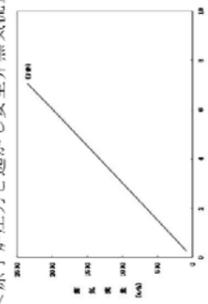
備考

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa [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 <sup>3</sup> /hで注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧代替注水系 (常設)	140m <sup>3</sup> /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 [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	設計値に注入配管の流阻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		格納容器圧力及び温度等の設定値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

10-7-1-321

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	設計値を設定
主蒸気層離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉	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リフアップ機能)	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、事故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

2.6-42

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

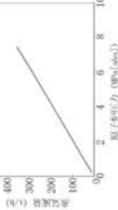
柏崎刈羽発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

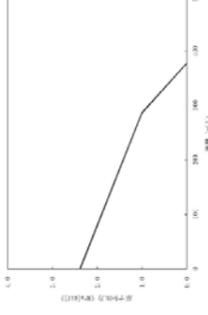
第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定  逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧の蒸気流量の関係を 	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 <sup>3</sup> /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  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)	140m <sup>3</sup> /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の設定値を確保可能な弁開度として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-321

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持 (原子炉注水単連時) 最小流量特性 (2 台) ・注水流量: 0~378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0~2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として, 機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定  <常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性> 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230m <sup>3</sup> /h (一定) サブプレッション・チエンブ圧力が 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 <sup>3</sup> /h (一定)	併用時の系統評価に基づき, 保守的な流量を設定  格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として, 運転手順に基づき設定
格納容器圧力逃がし装置	排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力 310kPa[gage] において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として, 機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

重大事故等対策に関連する機器条件

2.6-43

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：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6/7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	設計基準事象時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

10-7-1-322

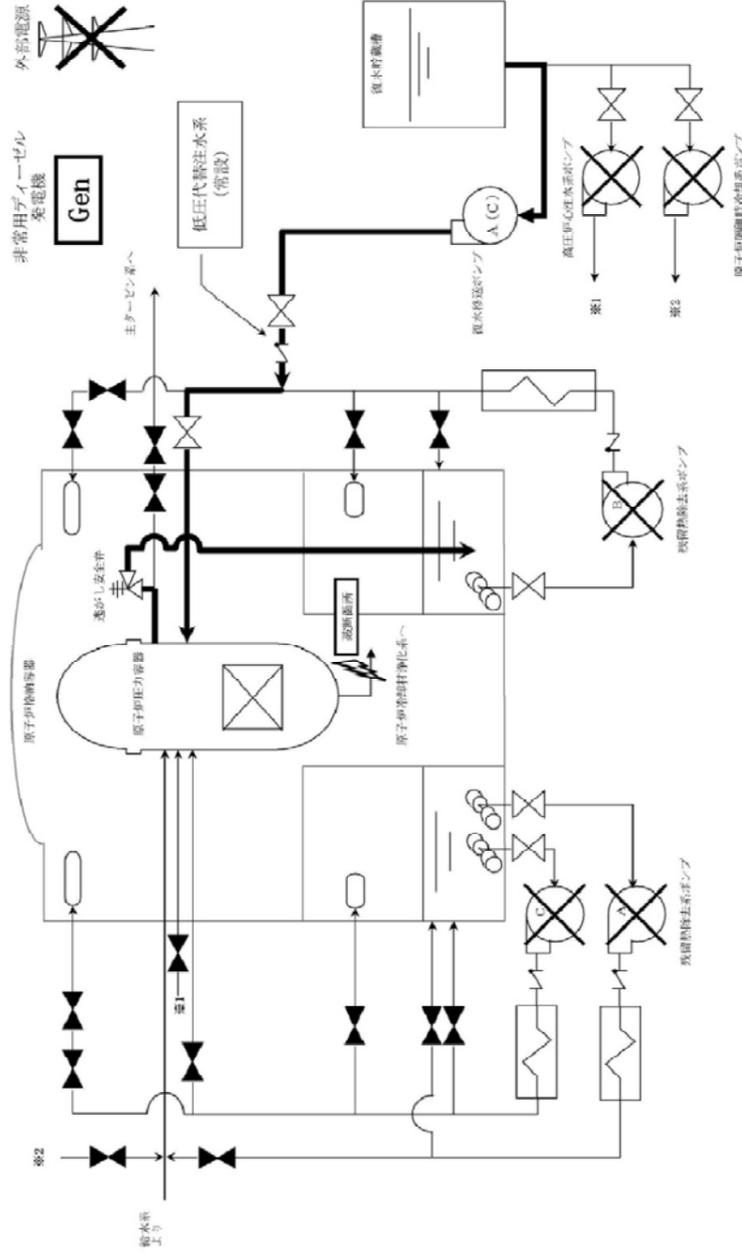
第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作 (常設) 及び低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	事象発生から25分後	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を前提し、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操作を実施するため、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、常設代替注水電源装置による緊急用母線受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作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	サブレッション・チニオンバ圧力 279kPa_gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa_gage) に対する余裕を考慮して設定
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (サブレッション・チニオンバ側)	サブレッション・チニオンバ圧力 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

2.6-44

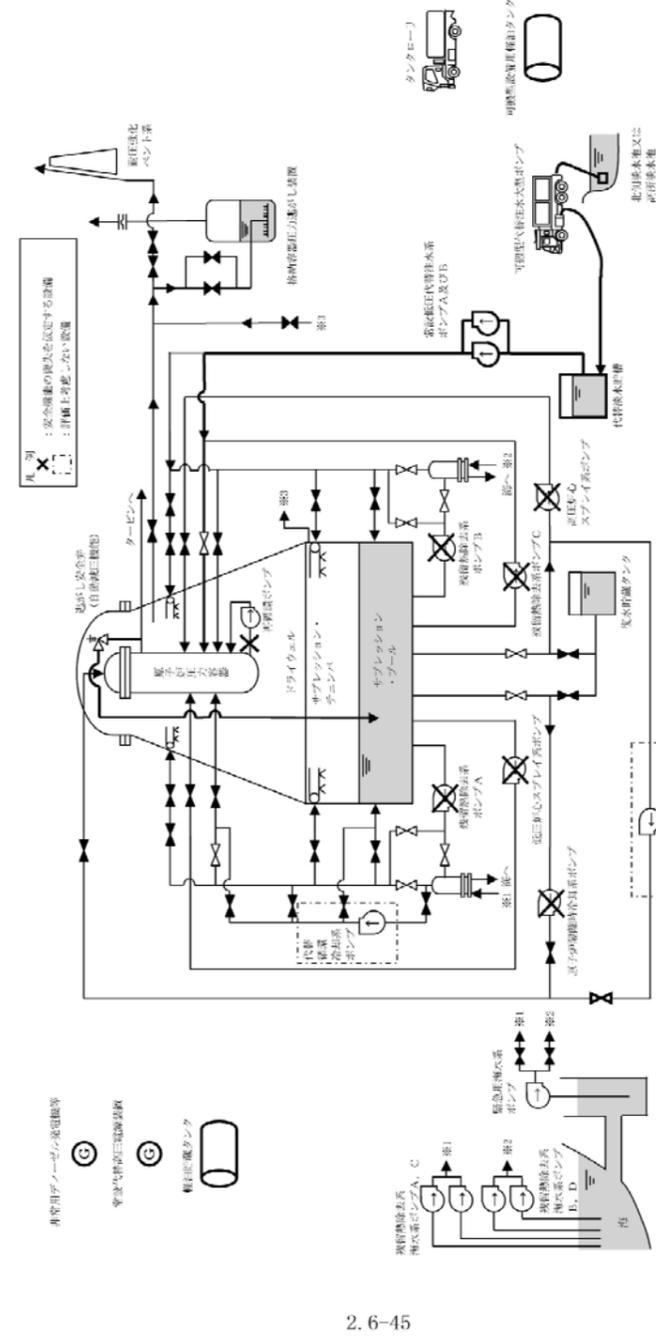
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所6/7号機



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)

東海第二発電所



第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (常設低圧代替注水系 (常設) を用いた低圧代替注水段階)

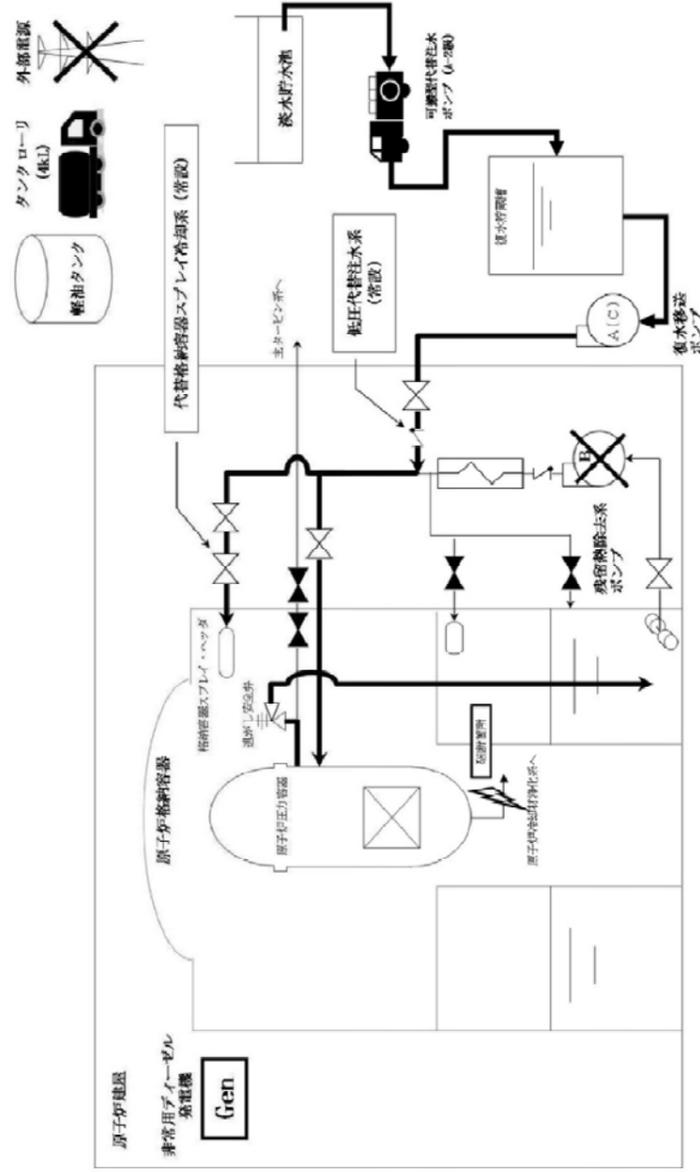
備考

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

柏崎刈羽発電所6/7号機

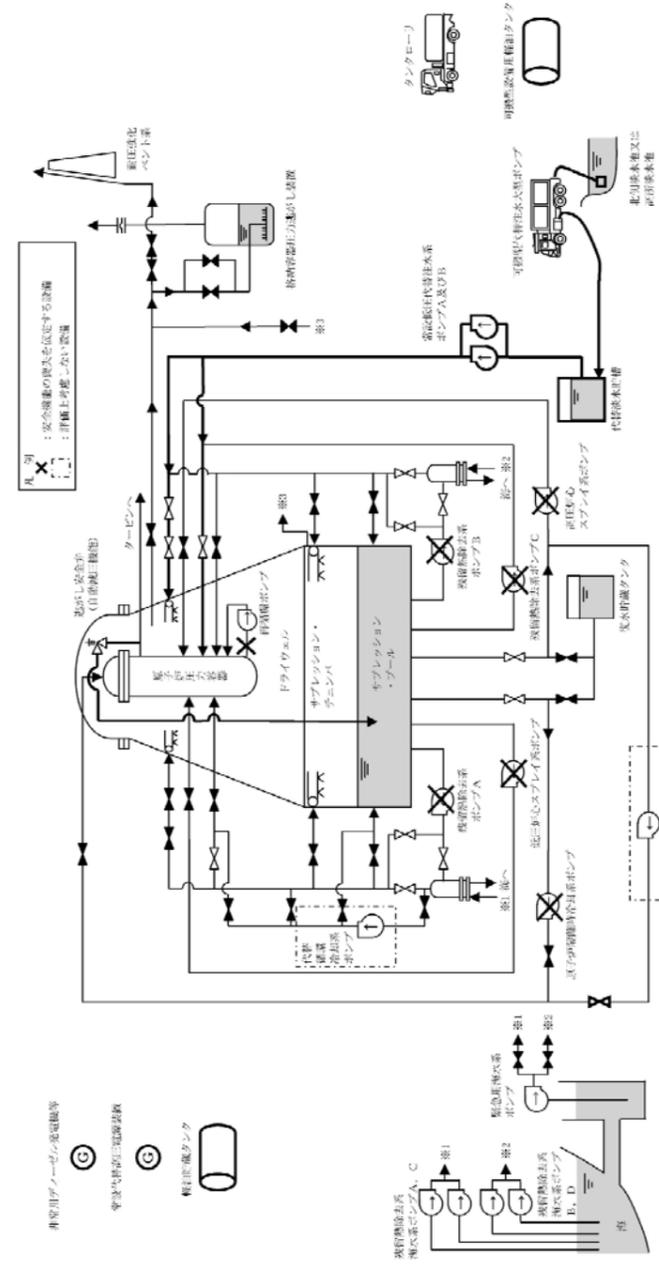
東海第二発電所

備考



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

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



2.6-46

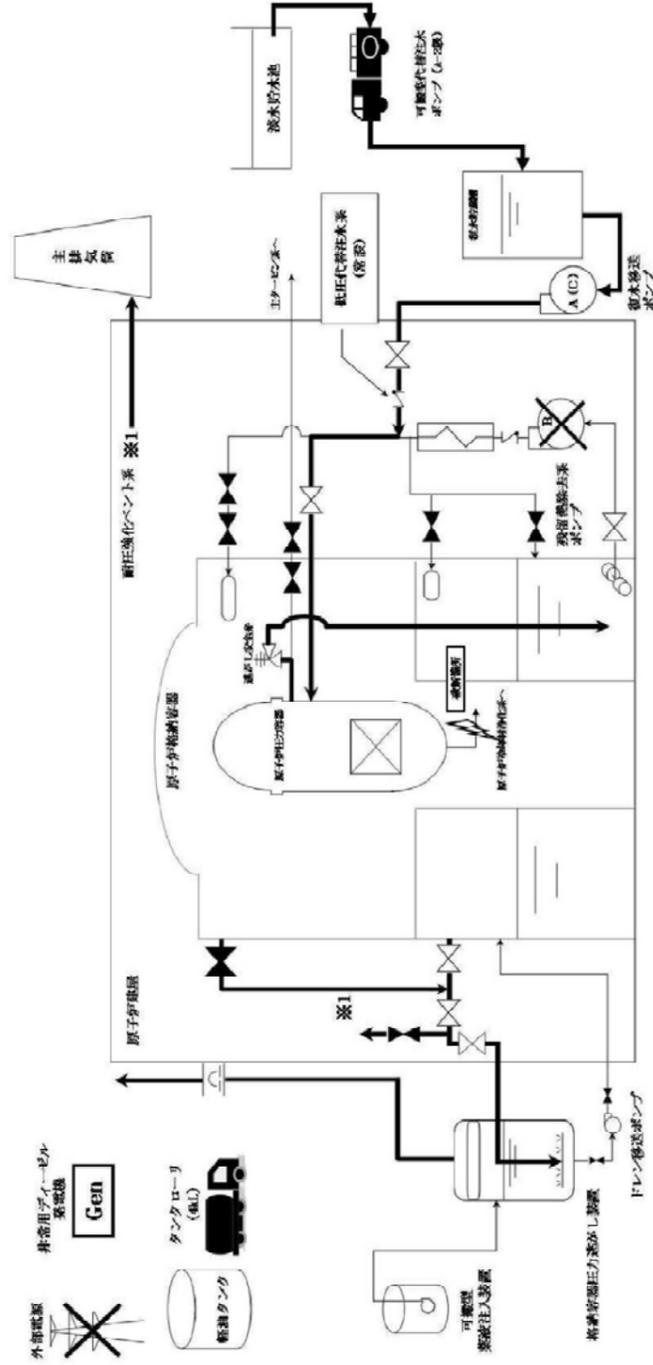
第2.6-1図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却段階)

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

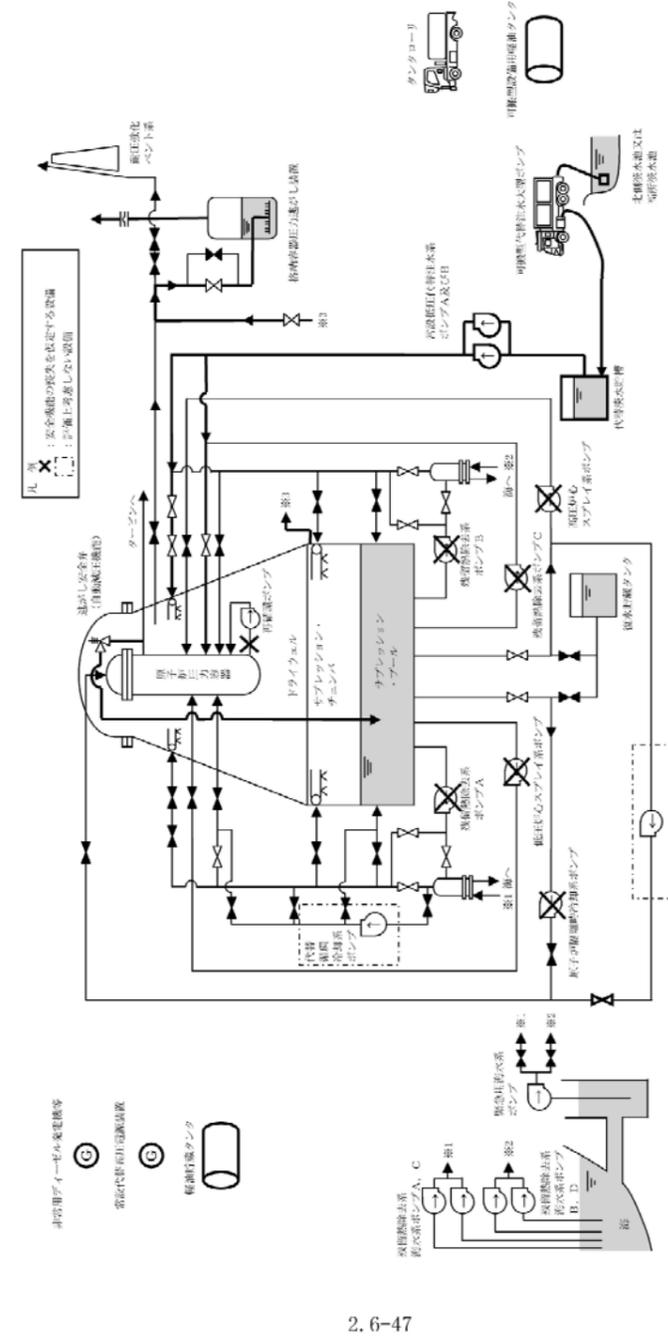
柏崎刈羽発電所 6 / 7号機

東海第二発電所

備考



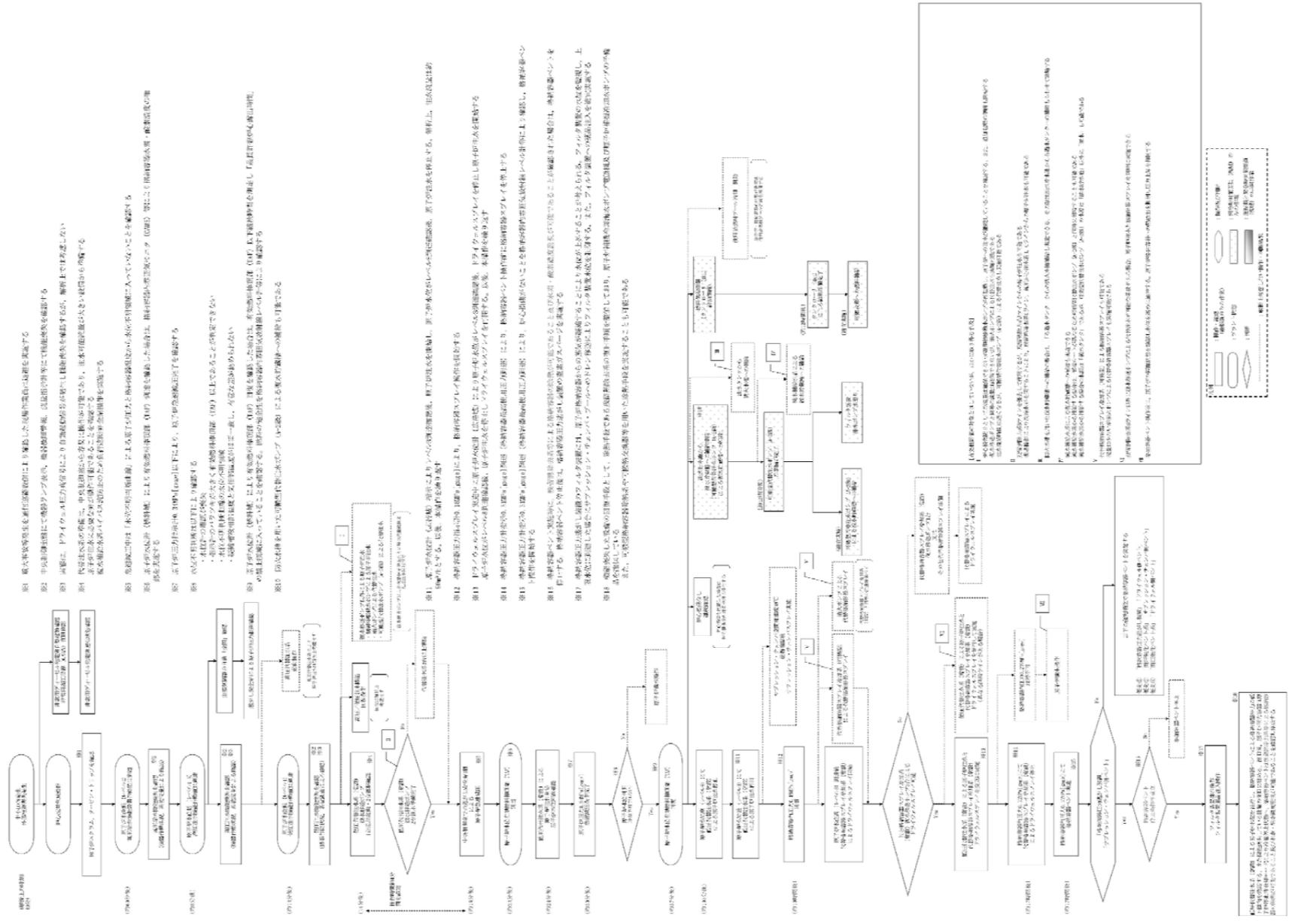
第 7.1.6-3 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (常設低圧代替注水系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による格納容器除熱)

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

備考



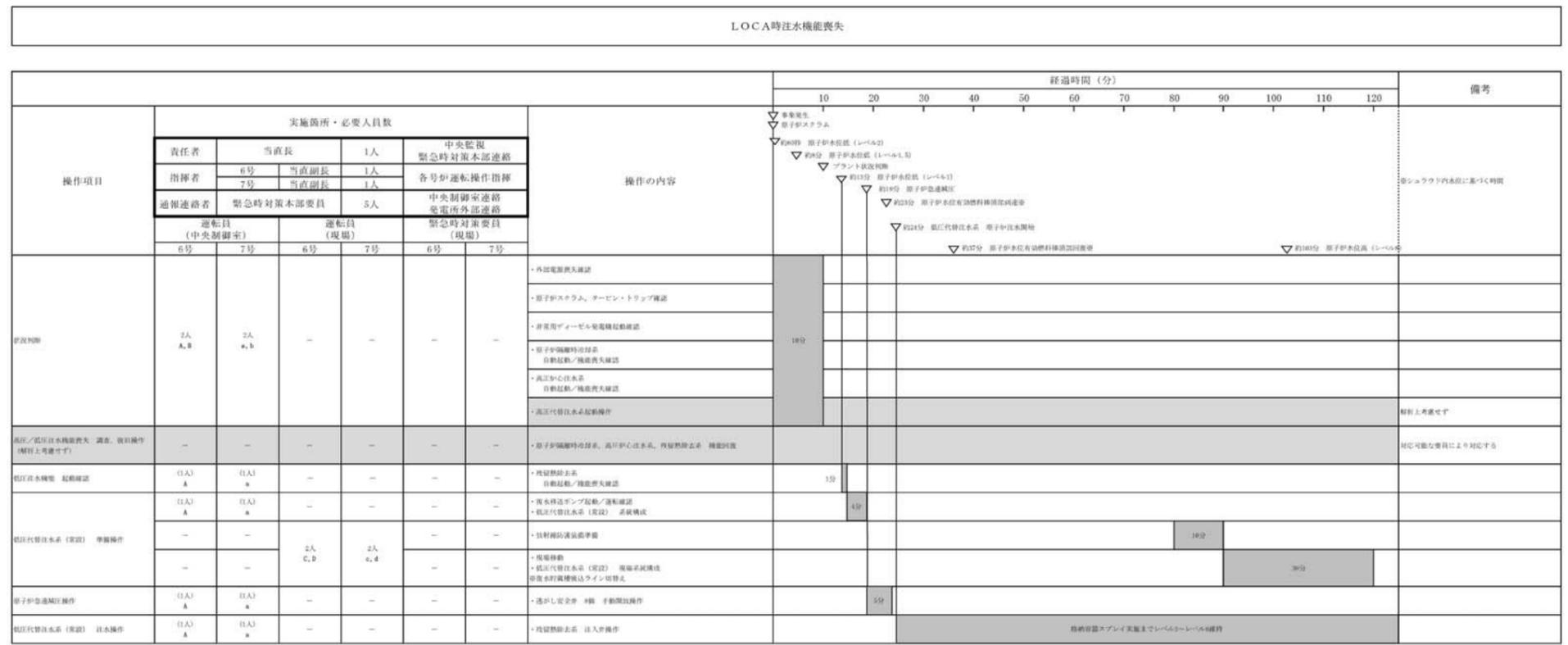
10-7-1-448

第 7.1.6-4 図 「LOCA 時注水機能喪失」の対応手順の概要



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

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)		備考
			0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110		
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		
	責任者	発電長 1人	中央監視 運転操作指揮		
	補位	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		
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		
			▽ 事象発生		
			▽ 原子炉スクラム		
			▽ 約22秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点到達		
			▽ 約40秒 ドライウエル圧力高設定点 (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		
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等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
●LOCA発生の確認					
●外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認					
●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逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認					
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	2分	
●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)					
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	外部電源がない場合に実施する
●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					
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	4分	解析上考慮しない
●高圧代替注水系の起動操作 (失敗)					
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	4分	
●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)					
高圧/低圧注水機能の回復操作	—	2人 C, D	—		適宜実施 解析上考慮しない
●高圧/低圧注水機能の回復操作、失敗原因調査					
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	—	—	2分	
●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作					
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 系統構成	【1人】 A	—	—	3分	
●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 系統構成					
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の注水準備操作	—	—	10人 A~J	170分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む
●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等					
逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	1分	
●逃がし安全弁7弁の開放操作					
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	—	—		原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する
●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作					

第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)



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

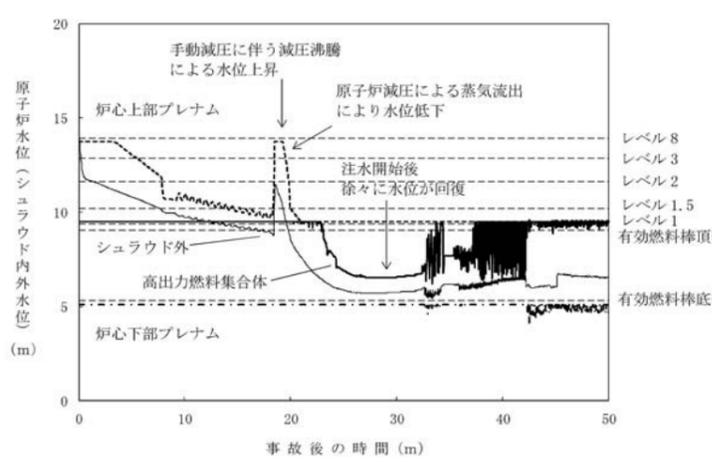
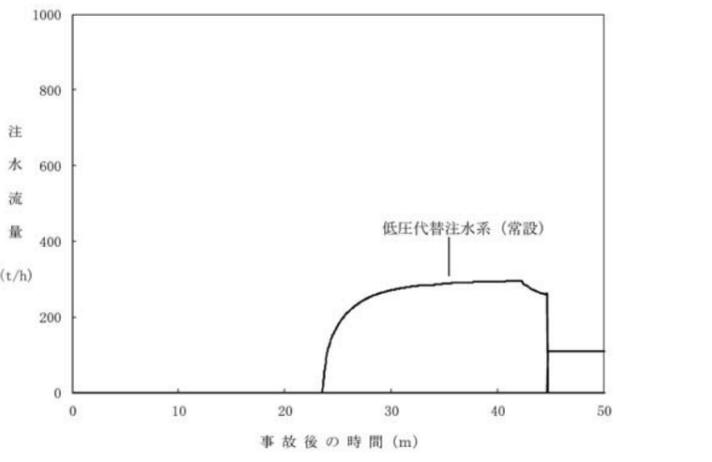
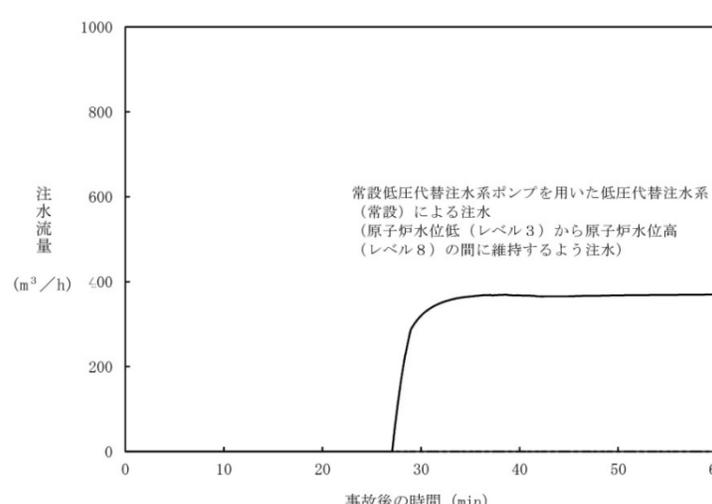
東海第二発電所				備考	
LOCA時注水機能喪失					
				経過時間 (時間)	
				4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は他作業員 移動してきた要員			操作の内容	備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		
原子炉水位の調整 操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設) による原子炉注水の調整操作	▽25分 原子炉減圧開始  約16時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達  約24時間 サプレッション・プール水位 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 サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達
常設低圧代替注 水ポンプを用 いた代替格納器 スプレイ弁部 (常設) による格 納器冷却	【1人】 A	-	-	●格納器スプレイ操作	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  格納器スプレイ中適宜状態監視
代替格納器冷却 の起動操作	【1人】 A	-	-	●代替格納器冷却による原子炉注水  ●代替格納器冷却による格納器スプレイ操作	適宜原子炉注水を調整  格納器スプレイ中適宜状態監視
原子炉注水操作	【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 冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注 水 (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
格納器圧力逃がし 装置による格納 器冷却準備操作	【1人】 A	-	-	●格納器ベント準備 (系統構成)	5分
格納器圧力逃がし 装置による格納 器冷却 (サブプレ ッション・チェン バ)	-	【2人】+1人 C, D, E	-	●現場移動 (第一号) ●格納器ベント準備 (系統構成)	125分
格納器圧力逃がし 装置による格納 器冷却 (サブプレ ッション・チェン バ)	【1人】 A	-	-	●中央制御室からの格納器ベント操作	格納器ベント実施後 適宜状態監視
可搬型代替注水 大型ポンプを用 いた低圧代替注 水 (可搬型) の 起動準備操作	-	-	3人 (班集)	●現場手動による格納器ベント操作	75分
可搬型代替注水 大型ポンプによる水 源補助操作	-	-	10人 a~j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	170分
可搬型代替注水 大型ポンプによる水 源補助操作	-	-	【8人】 a~j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	220分
タンクローリによる 燃料補助操作	-	-	【2人】 a, d	●ポンプ起動及び水源補助操作	適宜実施
タンクローリによる 燃料補助操作	-	-	2人 (班集)	●可搬型設備用種用タンクからタンクローリへの補助  ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	90分  適宜実施
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	10人 a~j 及び班集5人		

第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

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

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>逃がし安全弁開閉による圧力制御 (最大値：約7.52MPa[gage], 約11分)</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇</p> <p>逃がし安全弁8個による手動減圧 (約18分)</p> <p>注水量が少なく、減圧沸騰が継続しているため、注水された原子炉冷却材は発生蒸気の増加を促進し、原子炉圧力が上昇する</p> <p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (m)</p> <p>第7.1.6-6図 原子炉圧力の推移</p>	<p>逃がし安全弁 (安全弁機能) 開閉による圧力制御 (最大値：約7.79MPa[gage])</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁による手動減圧</p> <p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>第2.6-4図 原子炉圧力の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>原子炉減圧による蒸気流出により水位低下</p> <p>注水開始後、徐々に水位が回復</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>原子炉水位 (シユラウド内水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (m)</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>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しのボイド率の増減に応じた二相水位の変化</p> <p>手動減圧に伴う減圧沸騰</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) からによる水位上昇</p> <p>シユラウド内 (炉心上部プレナム)</p> <p>原子炉減圧に伴う蒸気流出による水位低下</p> <p>注水開始後、徐々に水位が回復</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>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>第2.6-5図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断) *</p>	
<p>10-7-1-451</p>	<p>2.6-51</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>	

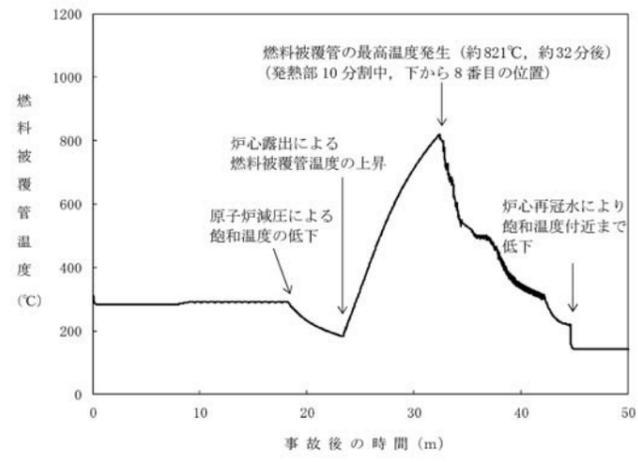
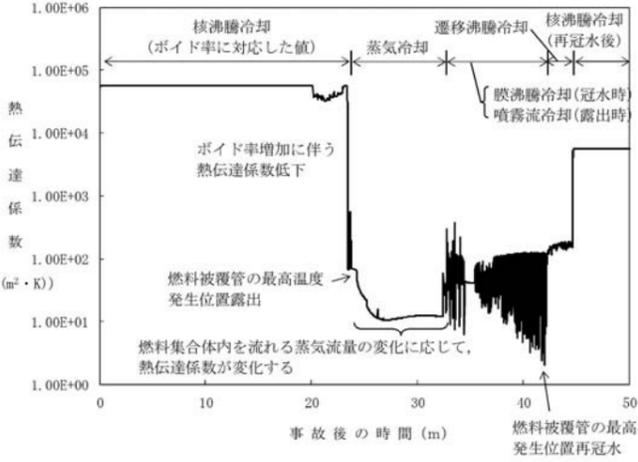
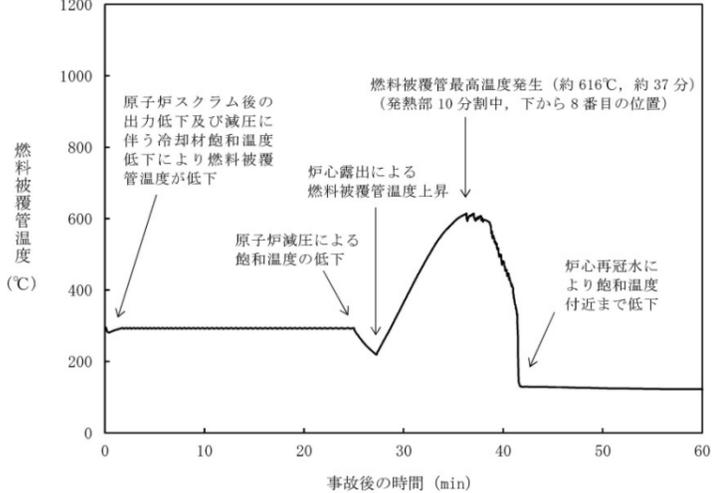
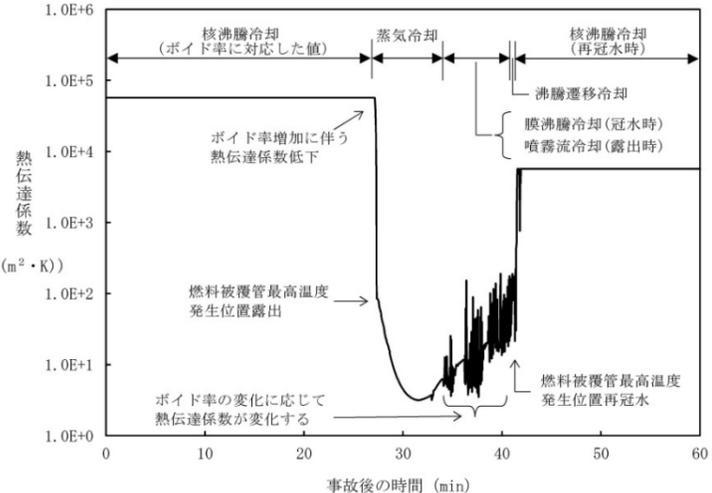
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-8図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>  <p>第7.1.6-9図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-452</p>	 <p>第2.6-6図 注水流量の推移（約3.7cm<sup>2</sup>の破断）</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>

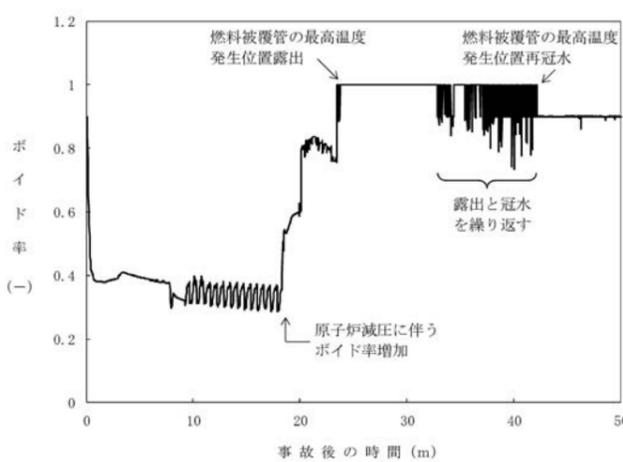
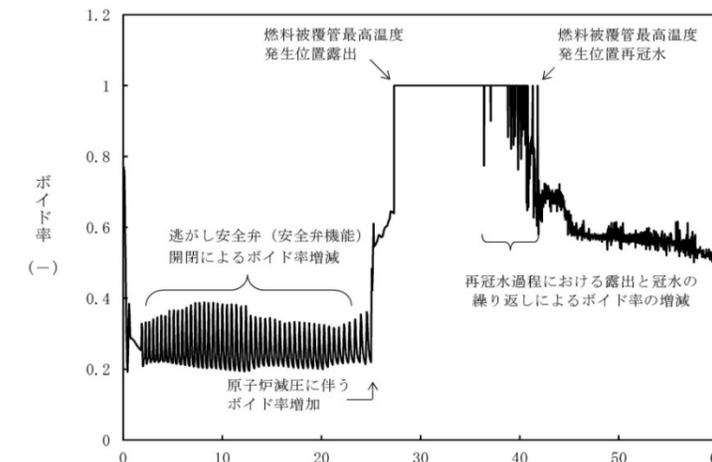
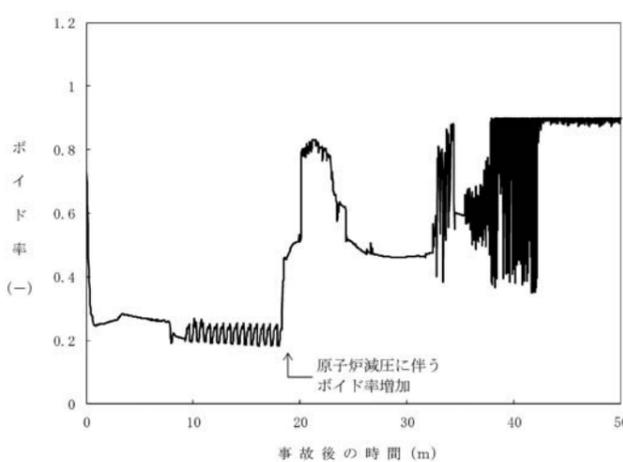
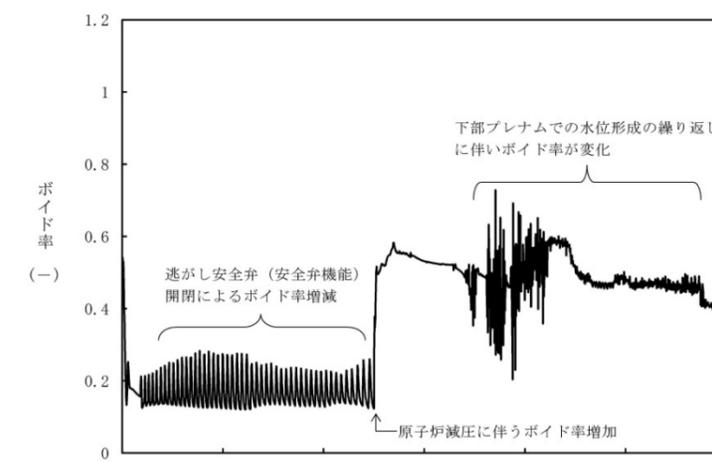
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (8個)</p> <p>さらなる原子炉圧力上昇に伴い破断流モデルが差圧流モデルから平衡均質流モデルに切替わるにより一時的に流量は低下するが、その後バランスする</p> <p>蒸気発生増加による原子炉圧力上昇に伴う流量増加</p> <p>原子炉圧力の低下に伴い破断流モデルが平衡均質流モデルから差圧流モデルに切替わることによる流量増加</p> <p>逃がし安全弁</p>	<p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁解放による原子炉減圧</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) (原子炉圧力制御)</p>	
<p>第7.1.6-10図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第2.6-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (8個) による手動減圧に伴う水量減少</p> <p>原子炉注水開始による水量回復</p> <p>原子炉注水流量低減による水量減少</p>	<p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁解放による水量減少</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の圧力制御による水量減少</p> <p>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) による原子炉注水開始による水量回復</p>	
<p>第7.1.6-11図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第2.6-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>10-7-1-453</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 / 7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.6-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 7.1.6-13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p>第 2.6-9 図 燃料被覆管温度の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup> の破断)</p>  <p>第 2.6-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup> 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)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-14図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	 <p>第2.6-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>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2.6-12図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>10-7-1-455</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)

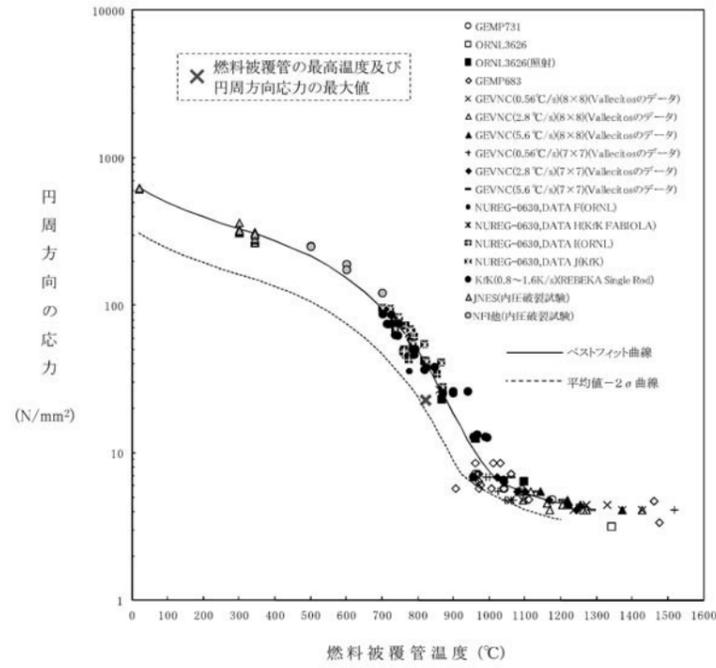
柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.6-16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第2.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>第 7.1.6-17 図 破断流量の推移</p>	<p>第2.6-14図 破断流量の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>10-7-1-456</p>		

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6/7号機

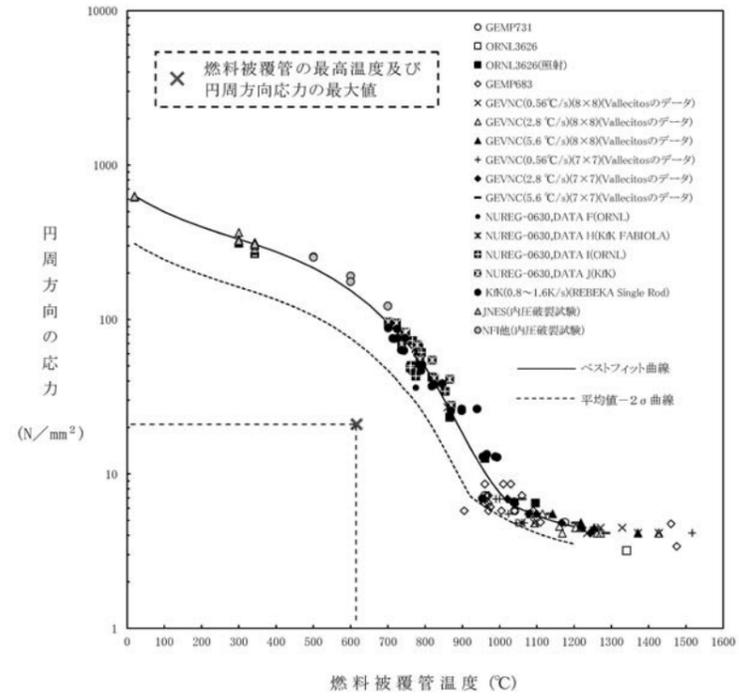
東海第二発電所

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

10-7-1-457



第2.6-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)

2.6-57

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：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 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.6-19 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.6-16 図 格納容器圧力の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>第 7.1.6-20 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p>第 2.6-17 図 格納容器雰囲気温度の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>10-7-1-458</p>	<p>2.6-58</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 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.6-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.6-18 図 サプレッション・プール水位の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>第 7.1.6-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.6-19 図 サプレッション・プール水温度の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup>の破断)</p>	
<p>10-7-1-459</p>	<p>2.6-59</p>	

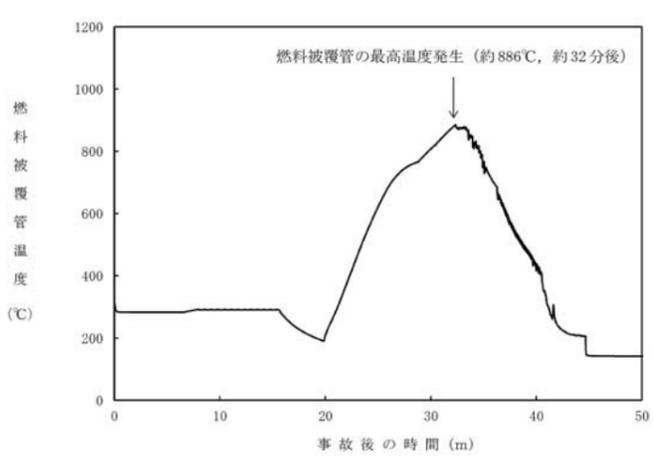
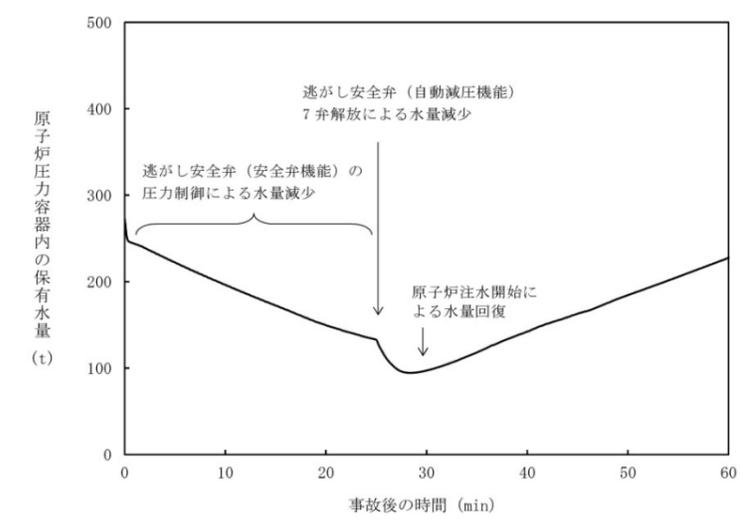
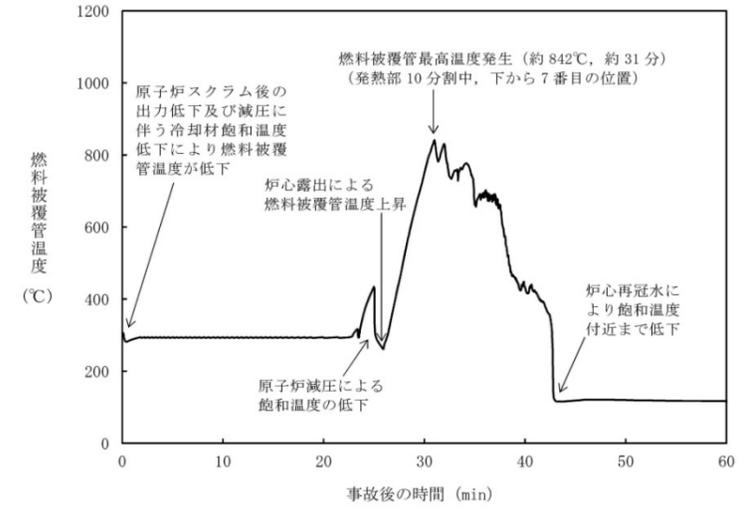
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 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 : 5.6cm<sup>2</sup>)</p>	<p>第 2.6-20 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup> の破断)</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 : 5.6cm<sup>2</sup>)</p>	<p>第 2.6-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm<sup>2</sup> の破断) ※</p>	
<p>10-7-1-460</p>	<p>2.6-60</p> <p>※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>	

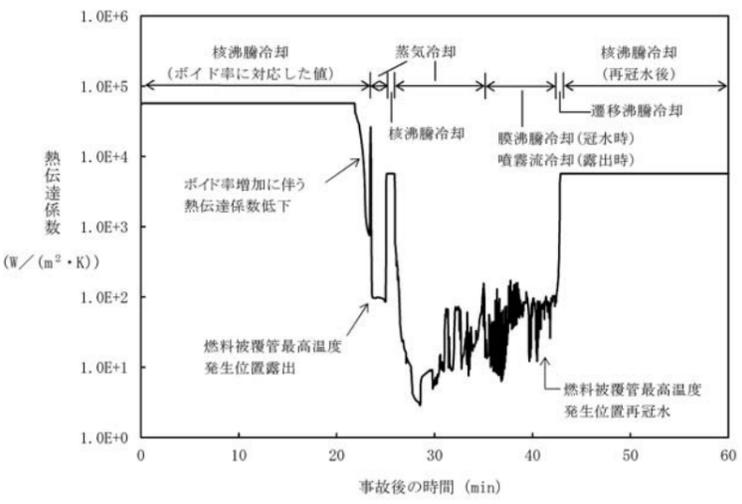
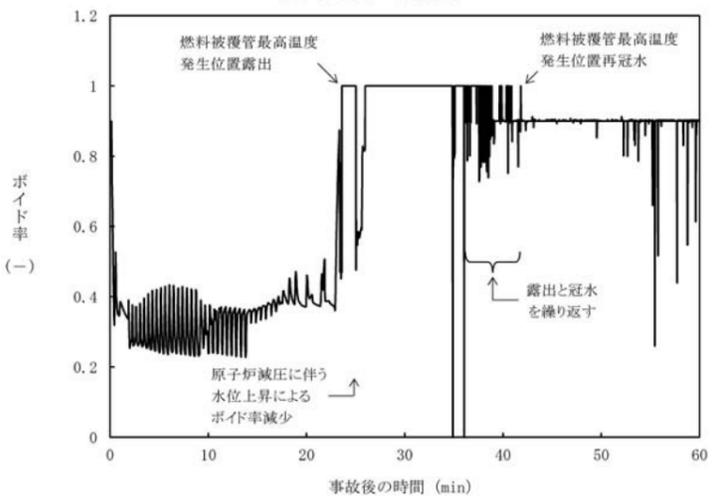
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<div data-bbox="1424 462 2151 966" data-label="Figure"> <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> </div> <div data-bbox="1528 987 2062 1029" data-label="Caption"> <p>第 2.6-22 図 注水流量の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p> </div> <div data-bbox="1424 1071 2151 1575" data-label="Figure"> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁解放による原子炉減圧</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) (原子炉圧力制御)</p> </div> <div data-bbox="1424 1596 2151 1638" data-label="Caption"> <p>第 2.6-23 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p> </div> <div data-bbox="1751 1701 1855 1753" data-label="Text"> <p>2.6-61</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 / 7号機	東海第二発電所	備考
 <p>燃料被覆管の最高温度発生 (約886℃, 約32分後)</p> <p>燃料被覆管温度 (℃)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>第 7.1.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (破断面積 : 5.6cm<sup>2</sup>)</p>	 <p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁解放による水量減少</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の圧力制御による水量減少</p> <p>原子炉注水開始による水量回復</p> <p>第 2.6-24 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup> の破断)</p>  <p>燃料被覆管最高温度発生 (約 842℃, 約 31 分) (発熱部 10 分割中, 下から 7 番目の位置)</p> <p>燃料被覆管温度 (℃)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>原子炉スクラム後の出力低下及び減圧に伴う冷却材飽和温度低下により燃料被覆管温度が低下</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度上昇</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>第 2.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup> 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)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	 <p>第 2.6-26 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p>  <p>第 2.6-27 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p> <p>2.6-63</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 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<div data-bbox="1439 441 2151 945" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1439 966 2151 1008" data-label="Caption"> <p>第 2.6-28 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p> </div> <div data-bbox="1439 1050 2151 1554" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1439 1575 2151 1617" data-label="Caption"> <p>第 2.6-29 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p> </div> <div data-bbox="1751 1680 1855 1722" data-label="Text"> <p>2.6-64</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 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第 2.6-30 図 破断流量の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p> <p>第 2.6-31 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)</p>	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 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<div data-bbox="1409 441 2211 955" data-label="Figure"> <p>シュラウド外水位がジェットポンプ頂部まで低下すると流路が減少し水頭が小さくなるまで、シュラウド内及びジェットポンプ内の水位の低下が早まる傾向になる。              水位低下による発熱部冠水長さの減少により、逃がし安全弁開閉間隔が広がる。</p> </div> <div data-bbox="1528 987 2062 1018" data-label="Caption"> <p>第 2.6-32 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)</p> </div> <div data-bbox="1439 1071 2181 1585" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1409 1617 2211 1648" data-label="Caption"> <p>第 2.6-33 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)</p> </div> <div data-bbox="1409 1680 1929 1711" 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="1765 1732 1855 1764" data-label="Text"> <p>2.6-67</p> </div>	<p>・東海第二においては、減圧遅れの感度解析を「LOCA時注水機能喪失」で、KK67 は、「高圧・低圧注水機能喪失」とした。</p>

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

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<div data-bbox="1424 441 2166 955" data-label="Figure"> <p>燃料被覆管最高温度発生 (約706℃)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> </div> <div data-bbox="1498 976 2092 1018" data-label="Caption"> <p>第 2.6-34 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)</p> </div> <div data-bbox="1751 1722 1855 1764" data-label="Text"> <p>2.6-68</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）

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>7.1.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>7.1.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。</p> <p>このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって、最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、インターフェイスシステムLOCAが生じた際の状況を想定すると、原子炉を減圧した後、低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが、本事故シーケンスグループにおいては、低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず、高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却</p>	<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA（以下「I S L O C A」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（I S L O C A）」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、I S L O C A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、I S L O C A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、原子炉を減圧することにより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（インターフェイスシステムLOCA）」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</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない。</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・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。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。</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>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</p>	<p>ため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた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。対策の概略系統図を第2.7-1 図に、対応手順の概要を第2.7-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第2.7-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員10名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、発電長1名、副発電長1名、運転操作対応を行う運転員5名、通報連絡等を行う災害対策要員2名、現場操作等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2.7-3 図に示す。</p> <p>a. I S L O C Aの発生</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分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。</p> <p>原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</p> <p>原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、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</p>	<p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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>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 ISLOCA が発生したことを確認する。</p> <p>ISLOCA 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、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>ISLOCA 発生の確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが、これに失敗する。</p> <p>また、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）による原子炉減圧操作</p> <p>低圧炉心スプレイ系の起動後、破断箇所からの漏えい抑制のため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 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）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作</p> <p>ISLOCA 発生の確認後、外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に</p>	<p>・東海第二では、ISLOCA の発生を想定する建屋西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系は機能喪失する想定としていることから、漏えい抑制の減圧操作の前に低圧で注水可能な系統の起動操作を実施する。</p> <p>・東海第二では、ISLOCA 時は外部水源にて注水可能な系統にて注水する手順としている。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>g. 高圧炉心注水系による原子炉注水            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。            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。            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。            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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転            原子炉急速減圧によりサプレッション・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            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。            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            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。            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>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。            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>i. 原子炉水位の維持操作            原子炉減圧操作に伴い，原子炉水位が一時的に低下し，その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）設定点以上に回復した以降は，破断口からの漏えい抑制のため，原子炉水位を，原子炉水位異常低下（レベル2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。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。            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            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。            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            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（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を実施する。            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・プール冷却に必要な計装設備は，サプレッション・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            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。            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            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>・東海第二では，主蒸気隔離弁閉止インターロック（レベル2）等を考慮しつつ，ISLOCA時には漏えい抑制のために原子炉水位をレベル2以上で可能な限り低めに維持する手順としている。</p> <p>・東海第二では，減圧後に漏えい発生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>

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>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>7.1.7.2 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，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            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>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            対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却を実施する。</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>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価            (1) 有効性評価の方法            本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，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。</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            本重要事故シーケンスにおける主要な解析条件を第 2.7-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p>	<p>・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> <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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする（原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水ラインについては、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が3個であり、高圧炉心注水系の吸込配管に比べてインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は低くなる）。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウ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、1cm<sup>2</sup>を超えないことを確認しているが、保守的に10cm<sup>2</sup>とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m<sup>3</sup>/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</p> <p>高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m<sup>3</sup>/h（0.69MPa[dif]</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、残留熱除去系B系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の系統圧力上昇により、残留熱除去系B系の熱交換器フランジ部に破断面積約21cm<sup>2</sup>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<sup>*</sup>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した。</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>(添付資料2.7.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、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</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) A T W S緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能）</p> <p>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</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>

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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)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>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，136.7m<sup>3</sup>/h（原子炉圧力1.04～7.86MPa[dif]*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。            ※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧。（以下同様）</p> <p>(f) 低圧炉心スプレイ系            逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最小流量特性（0～1,561m<sup>3</sup>/h，注水圧力0～1.99MPa[dif]*において）で原子炉へ注水するものとする。また，I S L O C A発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため，原子炉減圧後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始し，原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）設定点まで回復した1分後に注水を停止するものとし，残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持するものとする。</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：0～378m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0～2.38MPa[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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）<sup>※1</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.7-6 図から第 7.1.7-11 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第 7.1.7-12 図から第 7.1.7-15 図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</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。</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>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</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って、以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 15 分後に実施するものとする。なお、外部電源がない場合でも、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 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</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）<sup>※</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7-9 図から第 2.7-15 図に示す。</p> <p>※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</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）による原子炉減圧操作を実施し、原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また、常設低圧代替注</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</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>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>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</p>	<p>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 2.7-9 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>原子炉圧力は、第 2.7-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧や破断箇所から原子炉建屋へ流出するものを除く蒸気がサプレッション・プールへ流入することで上昇する。一方、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、事象開始から原子炉圧力容器内で発生した蒸気は全て格納容器内に流入し続けることを想定し評価しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、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 style="text-align: right;">（添付資料 2.7.2）</p> <p>第 2.7-5 図に示すように、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水が維持される。その後、現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操</p>	<p>いはない。</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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ると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シナリオにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与え</p>	<p>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>(添付資料2.7.3)</p> <p>安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シナリオでは、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ると考えられる操作及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作及び現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シ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、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、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</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>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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.7-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、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>に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、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、炉心部の冠水がおおむね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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、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 33～41kW/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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>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压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に対応したものととしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となる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压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>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>(添付資料2.7.4)</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33～41kW/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、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.7.4)</p> <p>b. 操作条件</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>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</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）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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）の起動準備操作は、解析上の操作開始時間として事象発生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、認知時間及び操作所要時間は、外部電源がない場合も考慮し、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 style="text-align: right;">(添付資料2.7.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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 style="text-align: right;">(添付資料2.7.4)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</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。</p> <p>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</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>7.1.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約100m<sup>3</sup>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200m<sup>3</sup>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1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA</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）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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。</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、閉止操作の有無に関わらず、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</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>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」において重大事故等対策に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の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「格納容器バイパス（I S L O C A）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約490m<sup>3</sup>必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有していることから、水源が枯渇することなく、7日間の注水継続が可能である。</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（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>により復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサプレッション・チェンバに約3,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、高圧炉心注水系による原子炉注水は、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.7.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を</p>	<p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。            （添付資料2.7.5）</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。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。            （添付資料2.7.6）</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982kW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。            （添付資料2.7.7）</p> <p>2.7.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」では、ISLOCAの発生により原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた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ている。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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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>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>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）を用いた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、運転員及び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）を用いた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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：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 / 7号機

東海第二発電所

備考

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

判断及び操作	手順	常設設備	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 L O C A 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと検知された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフューズシステムとなる配置のうち、隔離弁の閉鎖失敗等により低圧設計部分が遮断され破損することで、インターフューズシステム L O C A 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、原子炉管理フロア下のトナネルが開放する。	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	高圧圧水機絶縁失確認後、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	—	—	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 L O C A 発生	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 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れ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 (標識面積が大きく増える) 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遮断されたことを確認し、インターフューズシステム L O C A が発生したことを確認する。	—	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】 格納容器内圧力 (D W )
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閉鎖中に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、格納容器からの漏れ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) 原子炉水位 (SA)
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急減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、破断箇所からの漏れ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 (設計基準記載)  
 ■：有効性評価上考慮しない機件

10-7-1-323

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可搬型設備
I S L O C A の発生	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、高圧設計部分の破損等により、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。 ・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—
原子炉スクラムの確認	・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。 ・主蒸気隔離弁が閉じたことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	—	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	・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。 ・主蒸気隔離弁が閉じたことを確認する。 ・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)	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	・隔離弁の閉鎖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。 ・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、レグシ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) 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
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・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。	—	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

2.7-25



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：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6／7号機

東海第二発電所

備考

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード）運転	原子炉急減圧に伴いサブプレッション・チェンバ・プールの水温度が35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード）】	サブプレッション・チェンバ・プールの水温度 【残留熱除去系系統流量】
現場操作での高圧炉心注水系統隔離操作	格納容器からの漏えい抑制を継続し、現場操作により高圧炉心注水系統隔離操作を実施し、高圧炉心注水系統を隔離する。	【高圧炉心注水系統】	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
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、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。	【高圧炉心注水系統】	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【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

【】：重大事故等対処設備（設計基準設備）

10-7-1-324

第2.7-1表 格納容器バイパス（I S L O C A）における重大事故等対策について（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"> <li>原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）設定点以上に回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。</li> <li>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、低圧炉心スプレイスによる原子炉注水を停止する。</li> <li>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弁の閉止操作を実施する。</li> </ul>	低圧炉心スプレイス 常設低圧代替注水系統ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 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） 低圧代替注水系統原子炉注水流 量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心スプレイスポンプ吐出圧力
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"> <li>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弁の閉止操作を実施する。</li> </ul>	—	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 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 サプレッション・プールの水温度 残留熱除去系系統流量
残留熱除去系（サブプレッション・プールの水冷却系）によるサブプレッション・プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	残留熱除去系（サブプレッション・プールの水冷却系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	—

2.7 27

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：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6／7号機

前ページと同じ

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）運転	原子炉急降圧によりサブプレッション・チェンバ・プールの水温が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 【残留熱除去系流量】
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	燃料要素からの漏えい抑制を確認し、現場操作により高圧炉心注水系隔離操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。	【高圧炉心注水系隔離弁】	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	【高圧炉心注水系】	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系流量】 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（設計基準図書）

10-7-1-324

東海第二発電所

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備	
		常設設備	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)
原子炉水位の調整操作	・ 残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心サブプレッション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。 ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。	低圧炉心サブプレッション系 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域、SA燃料域) 低圧炉心サブプレッション系流量
使用済燃料プールの冷却	・ 使用済燃料プールの冷却を実施する。	-	-

2.7-28

■：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）

柏崎刈羽発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器パイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	-
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータースカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

10-7-1-325

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (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+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

2.7-29

柏崎刈羽発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)) (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統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統による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定

10-7-1-326

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系熱交換器フランジ部に約 21cm <sup>2</sup> 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 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 系の機能喪失
	外部電源	外部電源あり

2.7-30

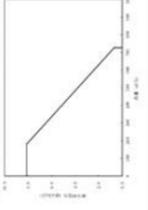
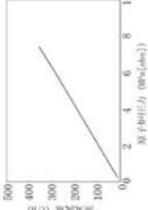
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

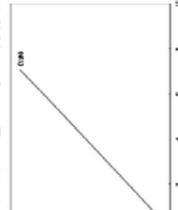
第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA) (3/4))

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

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-327

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間：1.05 秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉	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く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

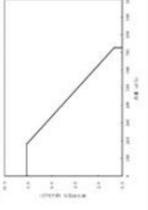
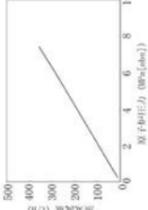
2.7-31

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：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6／7号機

前ページと同じ

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

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

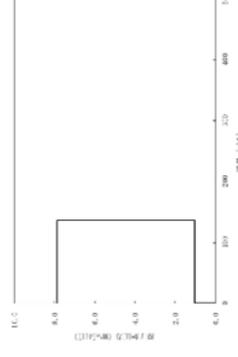
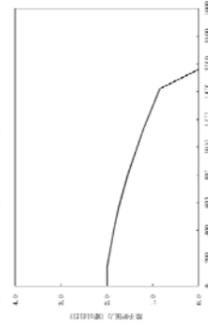
重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-327

東海第二発電所

備 考

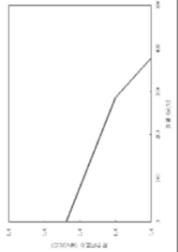
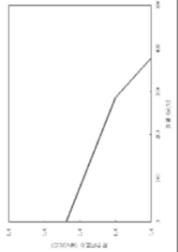
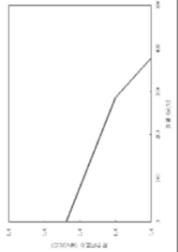
第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス ( I S L O C A )) (4/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで 回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の 範囲に維持 原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性： ・注水流量：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04~7.86MPa[di f]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧 力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
低圧炉心スプレイ系	原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低 (レベ ル3) 設定点まで回復した1分後に注水停止 残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し、 原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から 原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0~1.561m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0~1.99MPa[di f]	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

2.7-32

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：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 / 7号機	東海第二発電所	備 考						
	<p style="text-align: center;">第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス ( I S L O C A )) (5/6)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項 目</th> <th style="width: 40%;">主要解析条件</th> <th style="width: 30%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="vertical-align: top;">                     重大事故等対策に關連する機器条件                      低圧代替注水系 (常設)                 </td> <td style="vertical-align: top;">                     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右)                      ・注水流量：0~375m<sup>3</sup>/h                      ・注水圧力：0~2.38MPa [dif]                 </td> <td style="vertical-align: top;">                     機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定                      &lt;常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性&gt;                      </td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">2.7-33</p>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に關連する機器条件 低圧代替注水系 (常設)	原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) 設定点まで回復した以降に、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点以上に維持現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の1分後に注水停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2右) ・注水流量：0~375m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0~2.38MPa [dif]	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> 	
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方						
重大事故等対策に關連する機器条件 低圧代替注水系 (常設)	原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) 設定点まで回復した以降に、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点以上に維持現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の1分後に注水停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2右) ・注水流量：0~375m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0~2.38MPa [dif]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性> 						

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

柏崎刈羽発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	インターフェイスシステム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15分後を設定
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	破断面積 10cm <sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

10-7-1-328

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	運転手順に基づき、I S L O C A の発生を確認し、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に、原子炉圧力容器からの漏えいを抑制するために実施することから、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	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

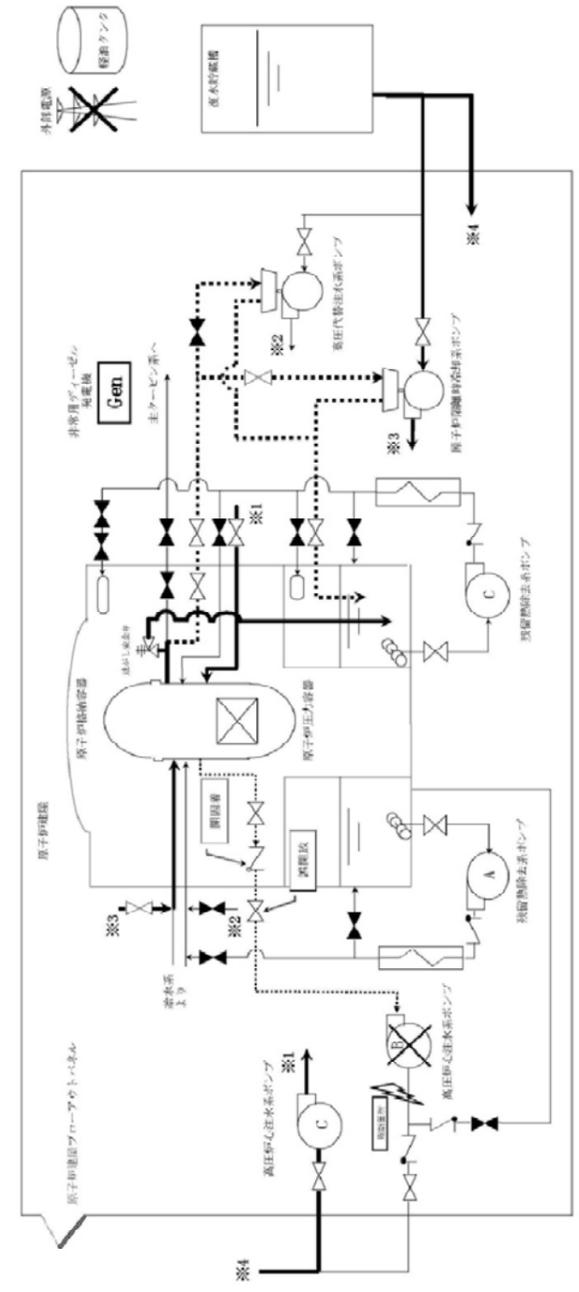
2.7-33

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

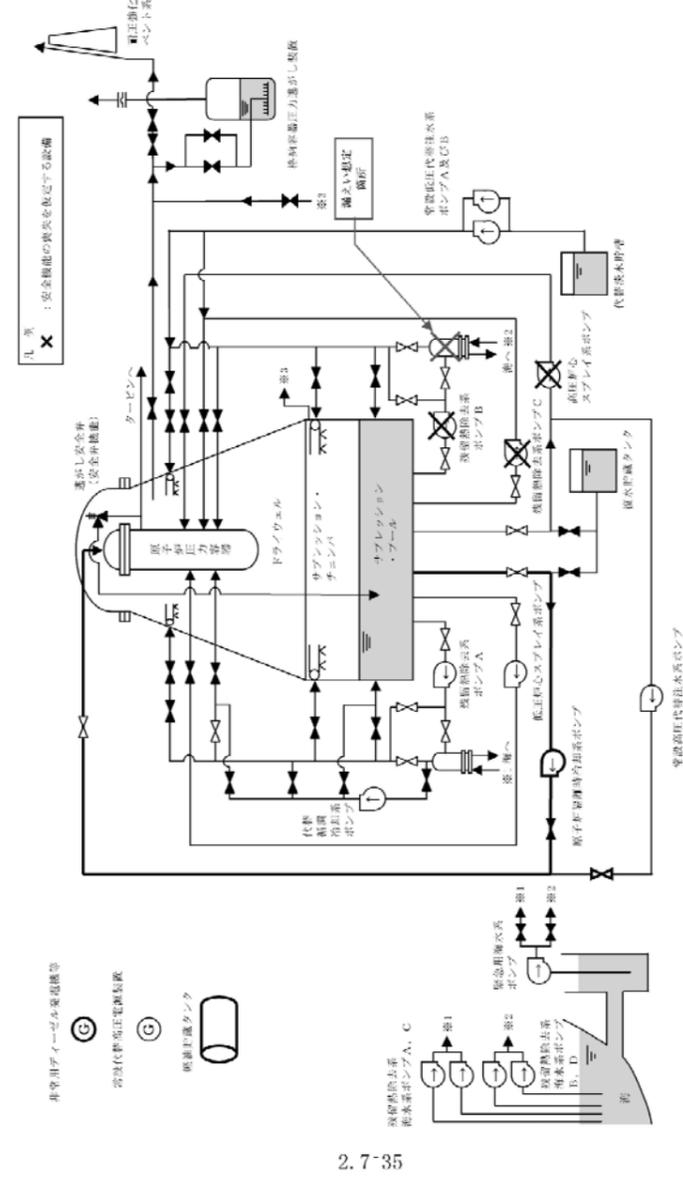
柏崎刈羽発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



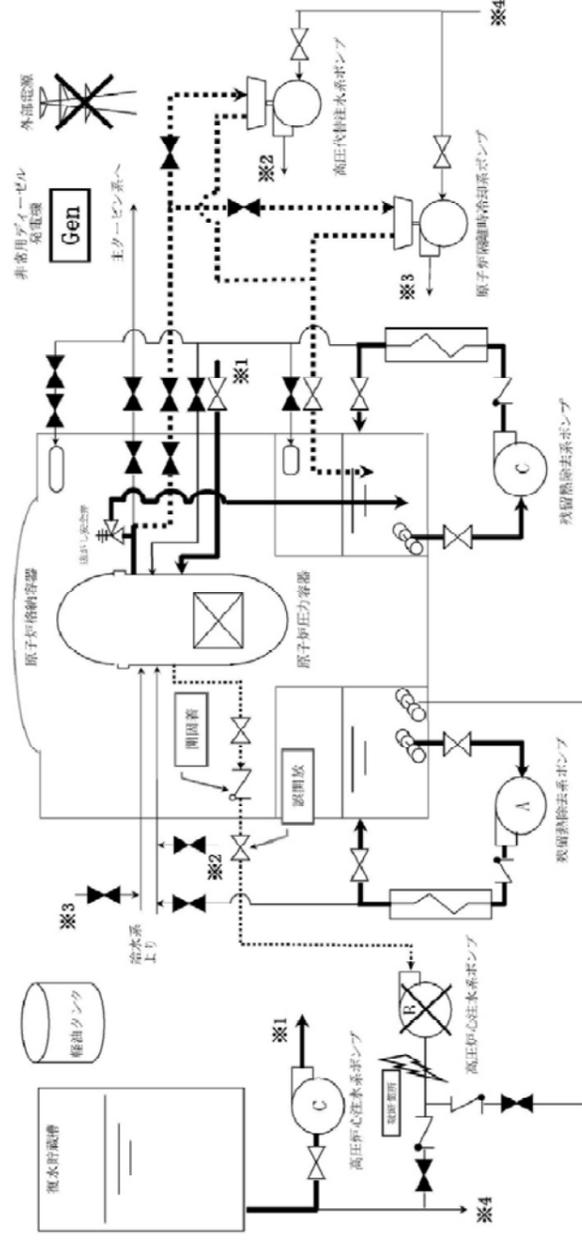
第 7.1.7-1 図 「格納器バイパス (インターフェースシステム LOCA)」の  
 重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



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

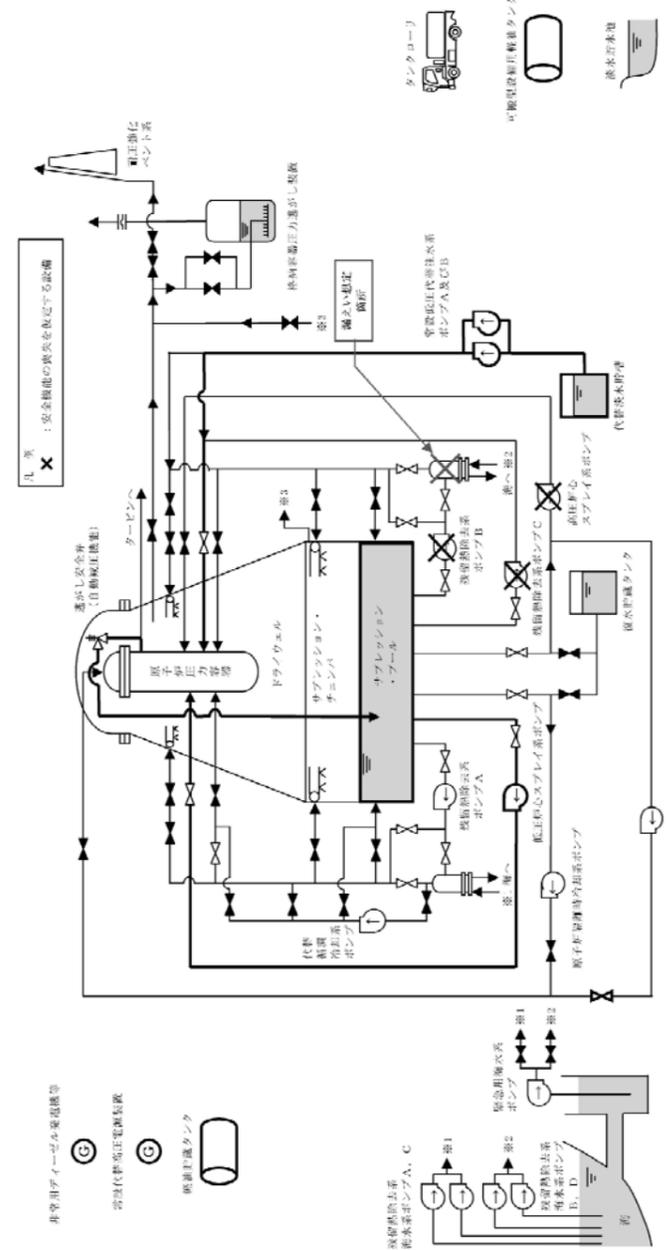
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所6/7号機



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

東海第二発電所



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (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系及び低圧代替注水系  
 (常設) による原子炉注水段階)

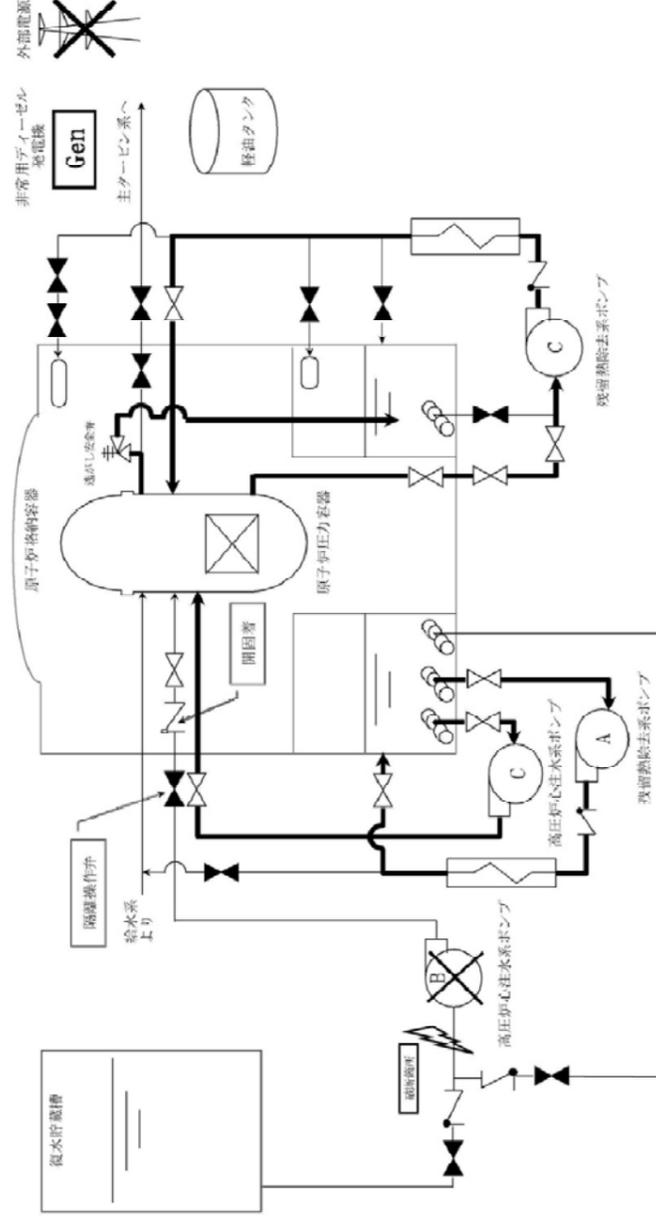
備考

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

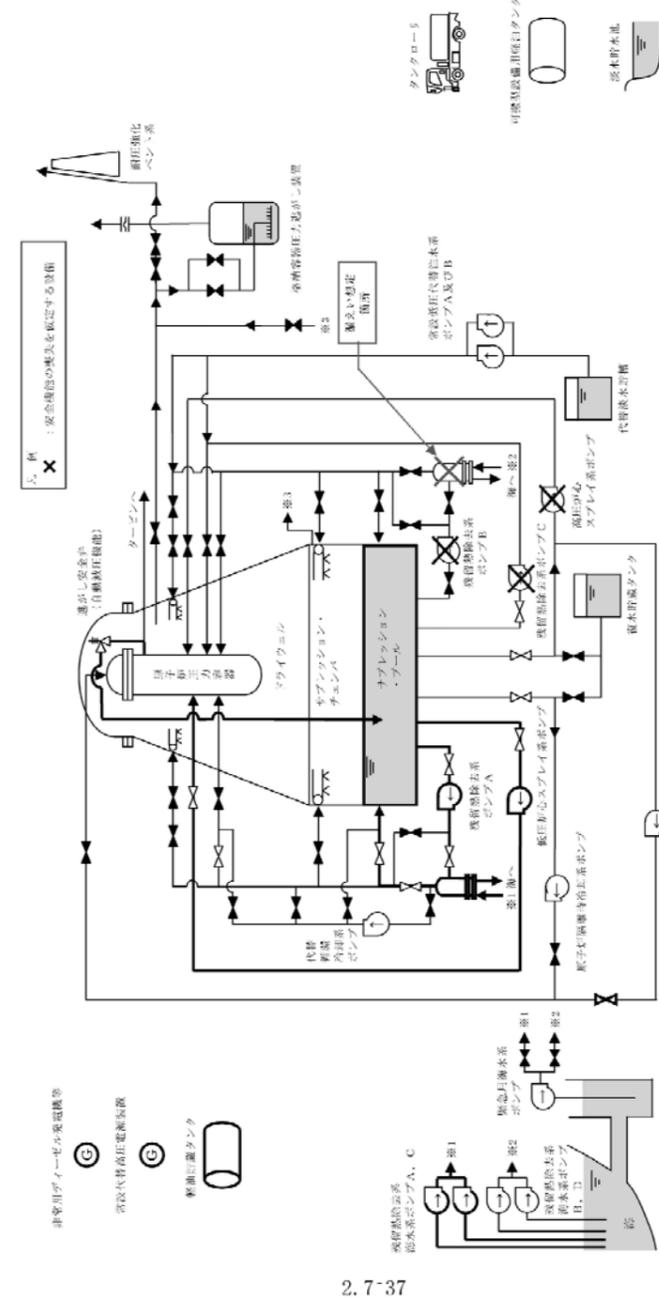
柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機

東海第二発電所

備 考



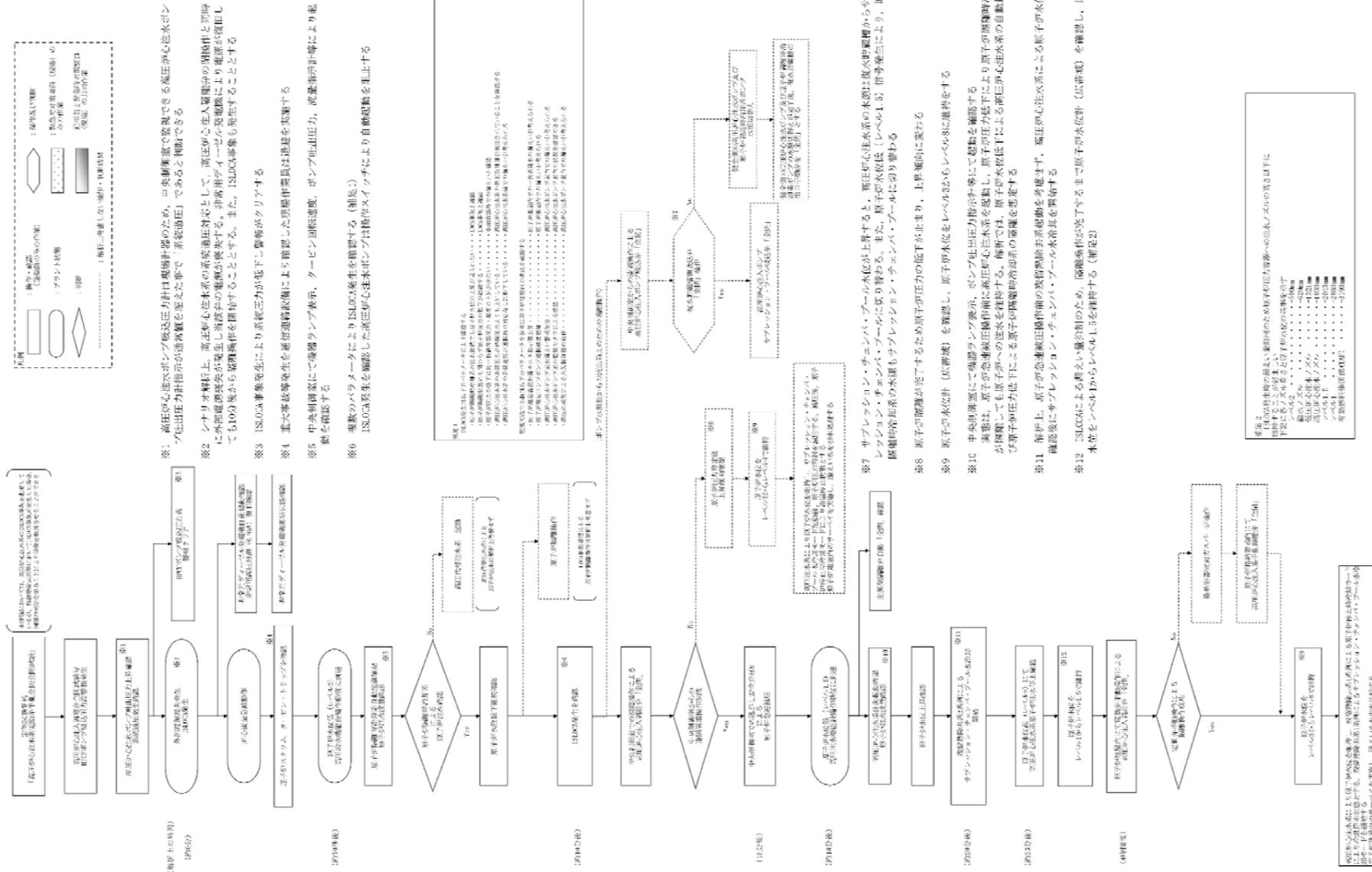
第 7.1.7-3 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の  
 重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



第 2.7-1 図 格納容器バイパス ( I S L O C A ) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (隔離成功後の低圧炉心スプレイス系による原子炉注水及び残留熱除去による  
 格納容器除熱段階)

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

備考



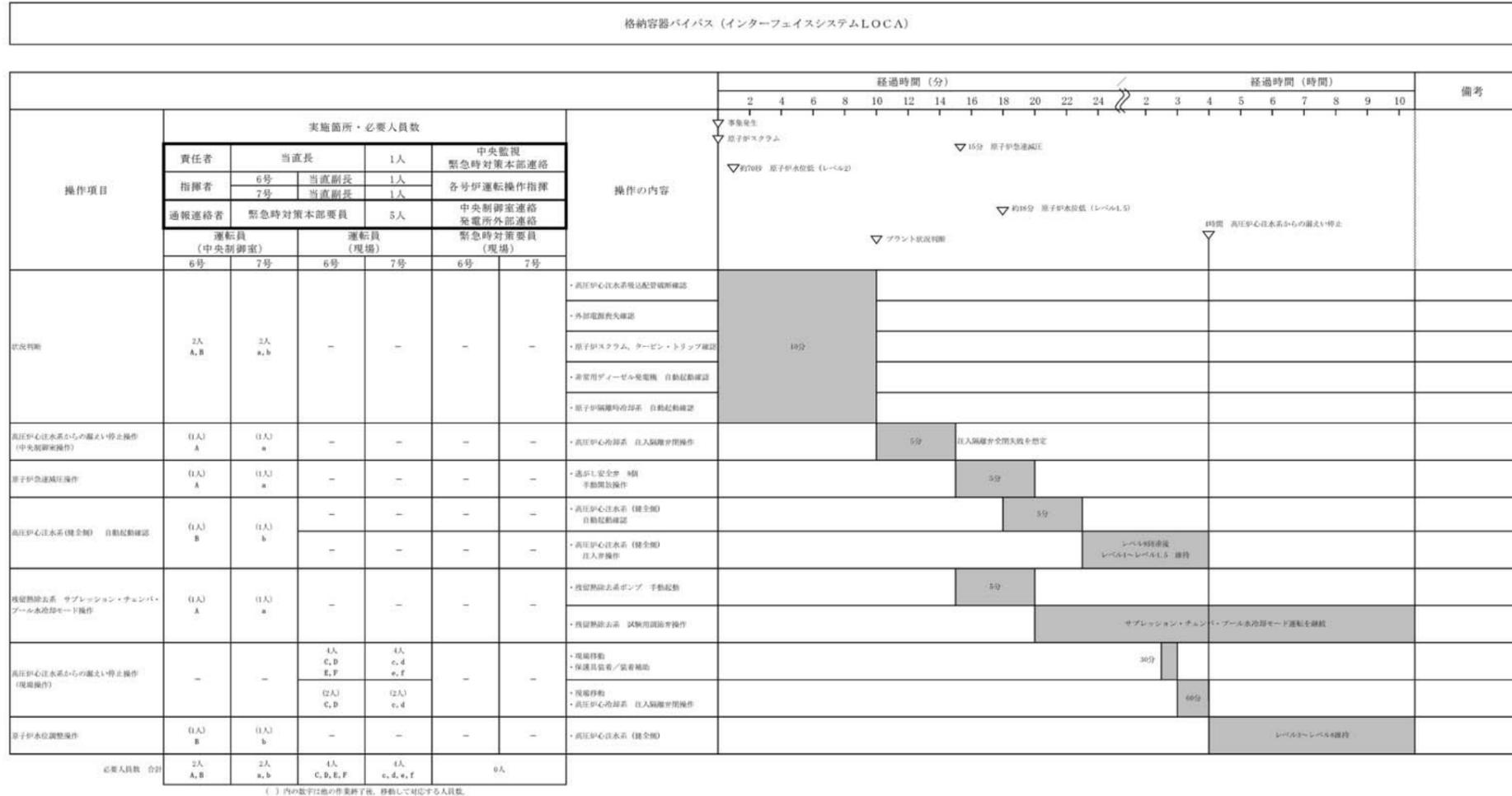
第 7.1.7-4 図 「格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)」 の対応手順の概要

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 7.1.7-5 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

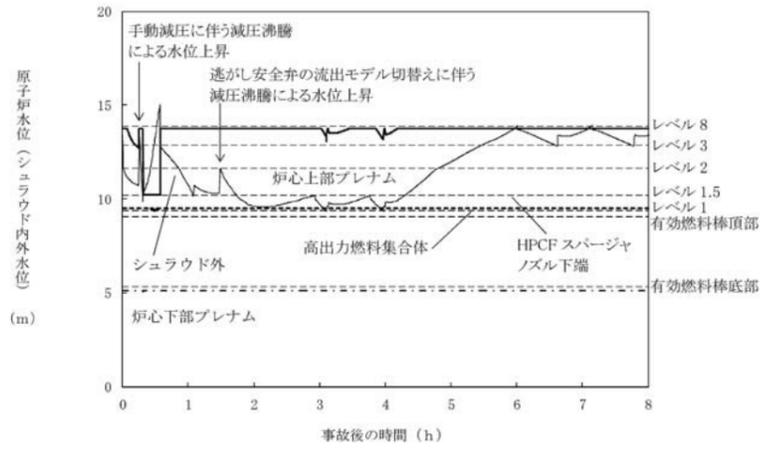
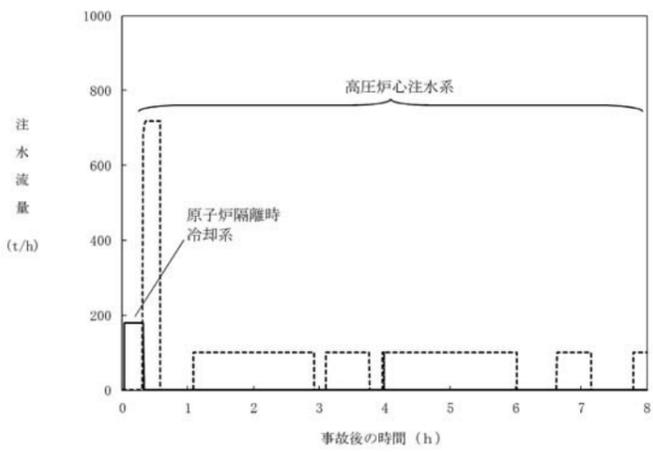
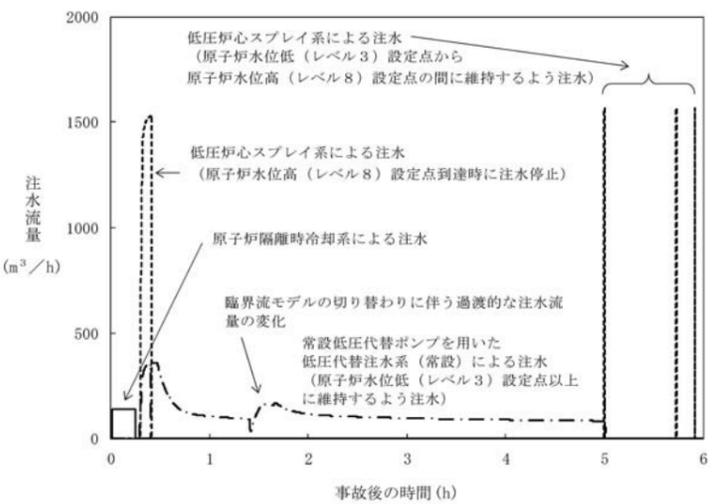
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所				備考
格納容器バイパス (ISLOCA)				
操作項目	実施箇所・必要要員数 【】は操作前後移動してきた要員			経過時間 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250 260 270 280 290 300 310 320 330 340 350 360 370 380 390 400 410 420 430 440 450 460 470 480 490 500 510 520 530 540 550 560 570 580 590 600 610 620 630 640 650 660 670 680 690 700 710 720 730 740 750 760 770 780 790 800 810 820 830 840 850 860 870 880 890 900 910 920 930 940 950 960 970 980 990 1000 1010 1020 1030 1040 1050 1060 1070 1080 1090 1100 1110 1120 1130 1140 1150 1160 1170 1180 1190 1200 1210 1220 1230 1240 1250 1260 1270 1280 1290 1300 1310 1320 1330 1340 1350 1360 1370 1380 1390 1400 1410 1420 1430 1440 1450 1460 1470 1480 1490 1500 1510 1520 1530 1540 1550 1560 1570 1580 1590 1600 1610 1620 1630 1640 1650 1660 1670 1680 1690 1700 1710 1720 1730 1740 1750 1760 1770 1780 1790 1800 1810 1820 1830 1840 1850 1860 1870 1880 1890 1900 1910 1920 1930 1940 1950 1960 1970 1980 1990 2000 2010 2020 2030 2040 2050 2060 2070 2080 2090 2100 2110 2120 2130 2140 2150 2160 2170 2180 2190 2200 2210 2220 2230 2240 2250 2260 2270 2280 2290 2300 2310 2320 2330 2340 2350 2360 2370 2380 2390 2400 2410 2420 2430 2440 2450 2460 2470 2480 2490 2500 2510 2520 2530 2540 2550 2560 2570 2580 2590 2600 2610 2620 2630 2640 2650 2660 2670 2680 2690 2700 2710 2720 2730 2740 2750 2760 2770 2780 2790 2800 2810 2820 2830 2840 2850 2860 2870 2880 2890 2900 2910 2920 2930 2940 2950 2960 2970 2980 2990 3000 3010 3020 3030 3040 3050 3060 3070 3080 3090 3100 3110 3120 3130 3140 3150 3160 3170 3180 3190 3200 3210 3220 3230 3240 3250 3260 3270 3280 3290 3300 3310 3320 3330 3340 3350 3360 3370 3380 3390 3400 3410 3420 3430 3440 3450 3460 3470 3480 3490 3500 3510 3520 3530 3540 3550 3560 3570 3580 3590 3600 3610 3620 3630 3640 3650 3660 3670 3680 3690 3700 3710 3720 3730 3740 3750 3760 3770 3780 3790 3800 3810 3820 3830 3840 3850 3860 3870 3880 3890 3900 3910 3920 3930 3940 3950 3960 3970 3980 3990 4000 4010 4020 4030 4040 4050 4060 4070 4080 4090 4100 4110 4120 4130 4140 4150 4160 4170 4180 4190 4200 4210 4220 4230 4240 4250 4260 4270 4280 4290 4300 4310 4320 4330 4340 4350 4360 4370 4380 4390 4400 4410 4420 4430 4440 4450 4460 4470 4480 4490 4500 4510 4520 4530 4540 4550 4560 4570 4580 4590 4600 4610 4620 4630 4640 4650 4660 4670 4680 4690 4700 4710 4720 4730 4740 4750 4760 4770 4780 4790 4800 4810 4820 4830 4840 4850 4860 4870 4880 4890 4900 4910 4920 4930 4940 4950 4960 4970 4980 4990 5000 5010 5020 5030 5040 5050 5060 5070 5080 5090 5100 5110 5120 5130 5140 5150 5160 5170 5180 5190 5200 5210 5220 5230 5240 5250 5260 5270 5280 5290 5300 5310 5320 5330 5340 5350 5360 5370 5380 5390 5400 5410 5420 5430 5440 5450 5460 5470 5480 5490 5500 5510 5520 5530 5540 5550 5560 5570 5580 5590 5600 5610 5620 5630 5640 5650 5660 5670 5680 5690 5700 5710 5720 5730 5740 5750 5760 5770 5780 5790 5800 5810 5820 5830 5840 5850 5860 5870 5880 5890 5900 5910 5920 5930 5940 5950 5960 5970 5980 5990 6000 6010 6020 6030 6040 6050 6060 6070 6080 6090 6100 6110 6120 6130 6140 6150 6160 6170 6180 6190 6200 6210 6220 6230 6240 6250 6260 6270 6280 6290 6300 6310 6320 6330 6340 6350 6360 6370 6380 6390 6400 6410 6420 6430 6440 6450 6460 6470 6480 6490 6500 6510 6520 6530 6540 6550 6560 6570 6580 6590 6600 6610 6620 6630 6640 6650 6660 6670 6680 6690 6700 6710 6720 6730 6740 6750 6760 6770 6780 6790 6800 6810 6820 6830 6840 6850 6860 6870 6880 6890 6900 6910 6920 6930 6940 6950 6960 6970 6980 6990 7000 7010 7020 7030 7040 7050 7060 7070 7080 7090 7100 7110 7120 7130 7140 7150 7160 7170 7180 7190 7200 7210 7220 7230 7240 7250 7260 7270 7280 7290 7300 7310 7320 7330 7340 7350 7360 7370 7380 7390 7400 7410 7420 7430 7440 7450 7460 7470 7480 7490 7500 7510 7520 7530 7540 7550 7560 7570 7580 7590 7600 7610 7620 7630 7640 7650 7660 7670 7680 7690 7700 7710 7720 7730 7740 7750 7760 7770 7780 7790 7800 7810 7820 7830 7840 7850 7860 7870 7880 7890 7900 7910 7920 7930 7940 7950 7960 7970 7980 7990 8000 8010 8020 8030 8040 8050 8060 8070 8080 8090 8100 8110 8120 8130 8140 8150 8160 8170 8180 8190 8200 8210 8220 8230 8240 8250 8260 8270 8280 8290 8300 8310 8320 8330 8340 8350 8360 8370 8380 8390 8400 8410 8420 8430 8440 8450 8460 8470 8480 8490 8500 8510 8520 8530 8540 8550 8560 8570 8580 8590 8600 8610 8620 8630 8640 8650 8660 8670 8680 8690 8700 8710 8720 8730 8740 8750 8760 8770 8780 8790 8800 8810 8820 8830 8840 8850 8860 8870 8880 8890 8900 8910 8920 8930 8940 8950 8960 8970 8980 8990 9000 9010 9020 9030 9040 9050 9060 9070 9080 9090 9100 9110 9120 9130 9140 9150 9160 9170 9180 9190 9200 9210 9220 9230 9240 9250 9260 9270 9280 9290 9300 9310 9320 9330 9340 9350 9360 9370 9380 9390 9400 9410 9420 9430 9440 9450 9460 9470 9480 9490 9500 9510 9520 9530 9540 9550 9560 9570 9580 9590 9600 9610 9620 9630 9640 9650 9660 9670 9680 9690 9700 9710 9720 9730 9740 9750 9760 9770 9780 9790 9800 9810 9820 9830 9840 9850 9860 9870 9880 9890 9900 9910 9920 9930 9940 9950 9960 9970 9980 9990 10000 10010 10020 10030 10040 10050 10060 10070 10080 10090 10100 10110 10120 10130 10140 10150 10160 10170 10180 10190 10200 10210 10220 10230 10240 10250 10260 10270 10280 10290 10300 10310 10320 10330 10340 10350 10360 10370 10380 10390 10400 10410 10420 10430 10440 10450 10460 10470 10480 10490 10500 10510 10520 10530 10540 10550 10560 10570 10580 10590 10600 10610 10620 10630 10640 10650 10660 10670 10680 10690 10700 10710 10720 10730 10740 10750 10760 10770 10780 10790 10800 10810 10820 10830 10840 10850 10860 10870 10880 10890 10900 10910 10920 10930 10940 10950 10960 10970 10980 10990 11000 11010 11020 11030 11040 11050 11060 11070 11080 11090 11100 11110 11120 11130 11140 11150 11160 11170 11180 11190 11200 11210 11220 11230 11240 11250 11260 11270 11280 11290 11300 11310 11320 11330 11340 11350 11360 11370 11380 11390 11400 11410 11420 11430 11440 11450 11460 11470 11480 11490 11500 11510 11520 11530 11540 11550 11560 11570 11580 11590 11600 11610 11620 11630 11640 11650 11660 11670 11680 11690 11700 11710 11720 11730 11740 11750 11760 11770 11780 11790 11800 11810 11820 11830 11840 11850 11860 11870 11880 11890 11900 11910 11920 11930 11940 11950 11960 11970 11980 11990 12000 12010 12020 12030 12040 12050 12060 12070 12080 12090 12100 12110 12120 12130 12140 12150 12160 12170 12180 12190 12200 12210 12220 12230 12240 12250 12260 12270 12280 12290 12300 12310 12320 12330 12340 12350 12360 12370 12380 12390 12400 12410 12420 12430 12440 12450 12460 12470 12480 12490 12500 12510 12520 12530 12540 12550 12560 12570 12580 12590 12600 12610 12620 12630 12640 12650 12660 12670 12680 12690 12700 12710 12720 12730 12740 12750 12760 12770 12780 12790 12800 12810 12820 12830 12840 12850 12860 12870 12880 12890 12900 12910 12920 12930 12940 12950 12960 12970 12980 12990 13000 13010 13020 13030 13040 13050 13060 13070 13080 13090 13100 13110 13120 13130 13140 13150 13160 13170 13180 13190 13200 13210 13220 13230 13240 13250 13260 13270 13280 13290 13300 13310 13320 13330 13340 13350 13360 13370 13380 13390 13400 13410 13420 13430 13440 13450 13460 13470 13480 13490 13500 13510 13520 13530 13540 13550 13560 13570 13580 13590 13600 13610 13620 13630 13640 13650 13660 13670 13680 13690 13700 13710 13720 13730 13740 13750 13760 13770 13780 13790 13800 13810 13820 13830 13840 13850 13860 13870 13880 13890 13900 13910 13920 13930 13940 13950 13960 13970 13980 13990 14000 14010 14020 14030 14040 14050 14060 14070 14080 14090 14100 14110 14120 14130 14140 14150 14160 14170 14180 14190 14200 14210 14220 14230 14240 14250 14260 14270 14280 14290 14300 14310 14320 14330 14340 14350 14360 14370 14380 14390 14400 14410 14420 14430 14440 14450 14460 14470 14480 14490 14500 14510 14520 14530 14540 14550 14560 14570 14580 14590 14600 14610 14620 14630 14640 14650 14660 14670 14680 14690 14700 14710 14720 14730 14740 14750 14760 14770 14780 14790 14800 14810 14820 14830 14840 14850 14860 14870 14880 14890 14900 14910 14920 14930 14940 14950 14960 14970 14980 14990 15000 15010 15020 15030 15040 15050 15060 15070 15080 15090 15100 15110 15120 15130 15140 15150 15160 15170 15180 15190 15200 15210 15220 15230 15240 15250 15260 15270 15280 15290 15300 15310 15320 15330 15340 15350 15360 15370 15380 15390 15400 15410 15420 15430 15440 15450 15460 15470 15480 15490 15500 15510 15520 15530 15540 15550 15560 15570 15580 15590 15600 15610 15620 15630 15640 15650 15660 15670 15680 15690 15700 15710 15720 15730 15740 15750 15760 15770 15780 15790 15800 15810 15820 15830 15840 15850 15860 15870 15880 15890 15900 15910 15920 15930 15940 15950 15960 15970 15980 15990 16000 16010 16020 16030 16040 16050 16060 16070 16080 16090 16100 16110 16120 16130 16140 16150 16160 16170 16180 16190 16200 16210 16220 16230 16240 16250 16260 16270 16280 16290 16300 16310 16320 16330 16340 16350 16360 16370 16380 16390 16400 16410 16420 16430 16440 16450 16460 16470 16480 16490 16500 16510 16520 16530 16540 16550 16560 16570 16580 16590 16600 16610 16620 16630 16640 16650 16660 16670 16680 16690 16700 16710 16720 16730 16740 16750 16760 16770 16780 16790 16800 16810 16820 16830 16840 16850 16860 16870 16880 16890 16900 16910 16920 16930 16940 16950 16960 16970 16980 16990 17000 17010 17020 17030 17040 17050 17060 17070 17080 17090 17100 17110 17120 17130 17140 17150 17160 17170 17180 17190 17200 17210 17220 17230 17240 17250 17260 17270 17280 17290 17300 17310 17320 17330 17340 17350 17360 17370 17380 17390 17400 17410 17420 17430 17440 17450 17460 17470 17480 17490 17500 17510 17520 17530 17540 17550 17560 17570 17580 17590 17600 17610 17620 17630 17640 17650 17660 17670 17680 17690 17700 17710 17720 17730 17740 17750 17760 17770 17780 17790 17800 17810 17820 17830 17840 17850 17860 17870 17880 17890 17900 17910 17920 17930 17940 17950 17960 17970 17980 17990 18000 18010 18020 18030 18040 18050 18060 18070 18080 18090 18100 18110 18120 18130 18140 18150 18160 18170 18180 18190 18200 18210 18220 18230 18240 18250 18260 18270 18280 18290 18300 18310 18320 18330 18340 18350 18360 18370 18380 18390 18400 18410 18420 18430 18440 18450 18460 18470 18480 18490 18500 18510 18520 18530 18540 18550 18560 18570 18580 18590 18600 18610 18620 18630 18640 18650 18660 18670 18680 18690 18700 18710 18720 18730 18740 18750 18760 18770 18780 18790 18800 18810 18820 18830 18840 18850 18860 18870 18880 18890 18900 18910 18920 18930 18940 18950 18960 18970 18980 18990 19000 19010 19020 19030 19040 19050 19060 19070 19080 19090 19100 19110 19120 19130 19140 19150 19160 19170 19180 19190 19200 19210 19220 19230 19240 19250 19260 19270 19280 19290 19300 19310 19320 19330 19340 19350 19360 19370 19380 19390 19400 19410 19420 19430 19440 19450 19460 19470 19480 19490 19500 19510 19520 19530 19540 19550 19560 19570 19580 19590 19600 19610 19620 19630 19640 19650 19660 19670 19680 19690 19700 19710 19720 19730 19740 19750 19760 19770 19780 19790 19800 19810 19820 19830 19840 19850 19860 19870 19880 19890 19900 19910 19920 19930 19940 19950 19960 19970 19980 19990 20000 20010 20020 20030 20040 20050 20060 20070 20080 20090 20100 20110 20120 20130 20140 20150 20160 20170 20180 20190 20200 20210 20220 20230 20240 20250 20260 20270 20280 20290 20300 20310 20320 20330 20340 20350 20360 20370 20380 20390 20400 20410 20420 20430 20440 20450 20460 20470 20480 20490 20500 20510 20520 20530 20540 20550 20560 20570 20580 20590 20600 20610 20620 20630 20640 20650 20660 20670 20680 20690 20700 20710 20720 20730 20740 20750 20760 20770 20780 20790 20800 20810 20820 20830 20840 20850 20860 20870 20880 20890 20900 20910 20920 20930 20940 20950 20960 20970 20980 20990 21000 21010 21020 21030 21040 21050 21060 21070 21080 21090 21100 21110 21120 21130 21140 21150 21160 21170 21180 21190 21200 21210 21220 21230 21240 21250 21260 21270 21280 21290 21300 21310 21320 21330 21340 21350 21360 21370 21380 21390 21400 21410 21420 21430 21440 21450 21460 21470 21480 21490 21500 21510 21520 21530 21540 21550 21560 21570 21580 21590 21600 21610 21620 21630 21640 21650 21660 21670 21680 21690 21700 21710 21720 21730 21740 21750 21760 21770 21780 21790 21800 21810 21820 21830 21840 21850 21860 21870 21880 21890 21900 21910 21920 21930 21940 21950 2196

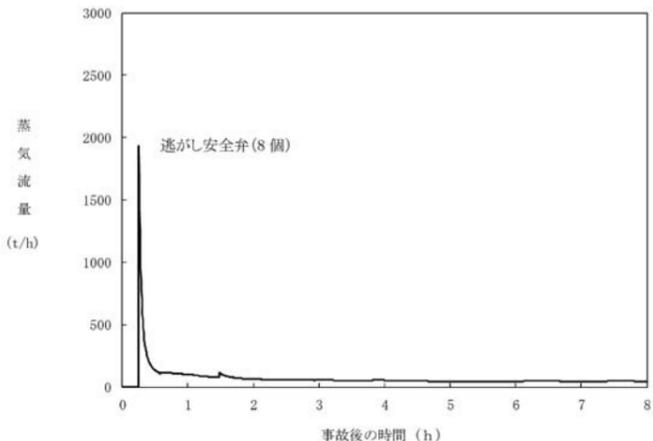
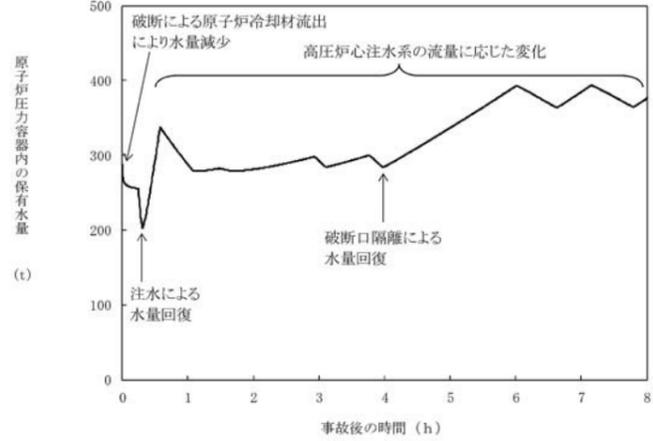
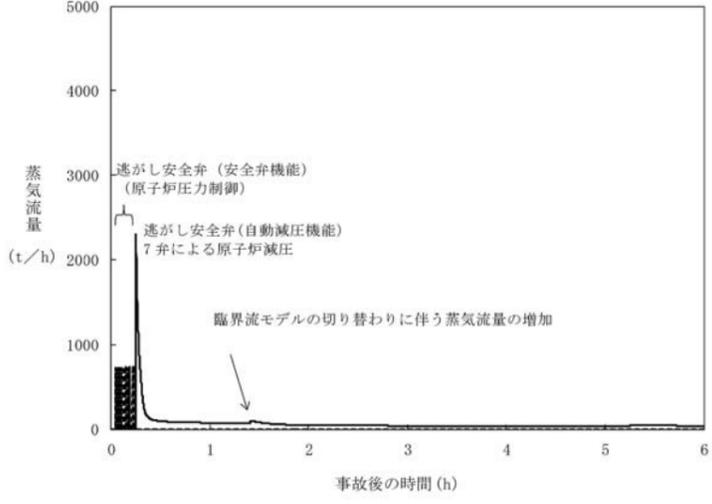
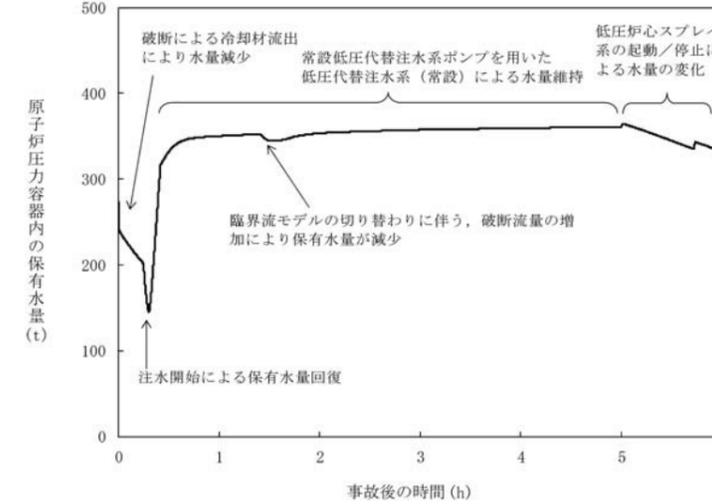
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="311 514 994 966" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="534 976 875 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 1071 1113 1522" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="430 1522 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="578 1722 727 1764" data-label="Text"> <p>10-7-1-466</p> </div>	<div data-bbox="1409 483 2151 987" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1632 1008 1958 1050" data-label="Caption"> <p>第2.7-4図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1439 1092 2255 1596" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1498 1617 2092 1659" data-label="Caption"> <p>第2.7-5図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移*</p> </div> <div data-bbox="1394 1680 1914 1711" 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="1751 1732 1840 1774" data-label="Text"> <p>2.7-40</p> </div>	<div data-bbox="2537 157 2686 199" data-label="Text"> <p>備考</p> </div>

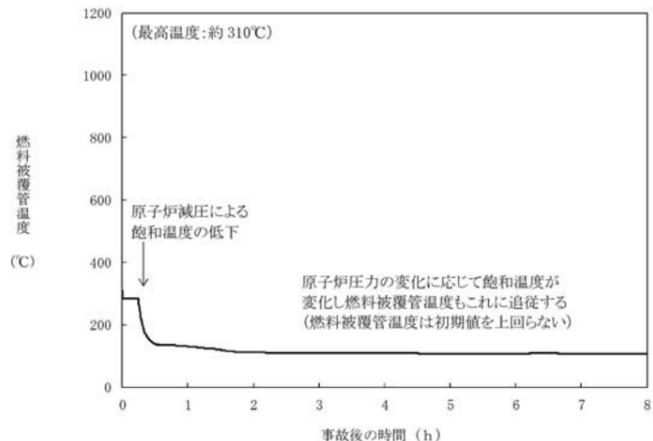
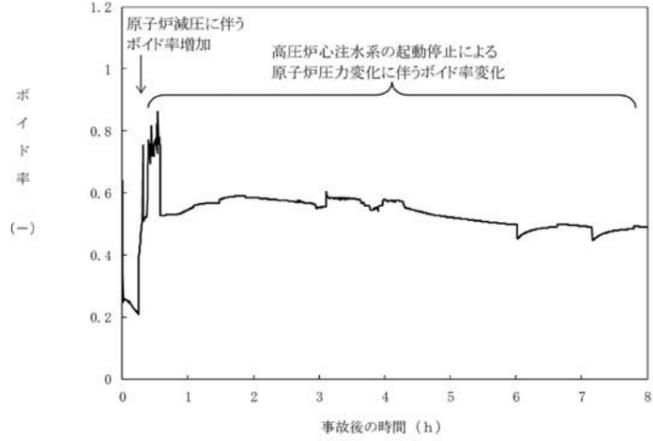
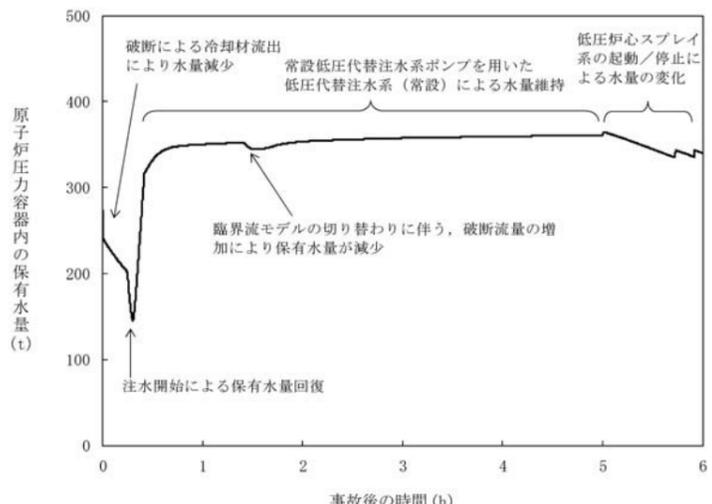
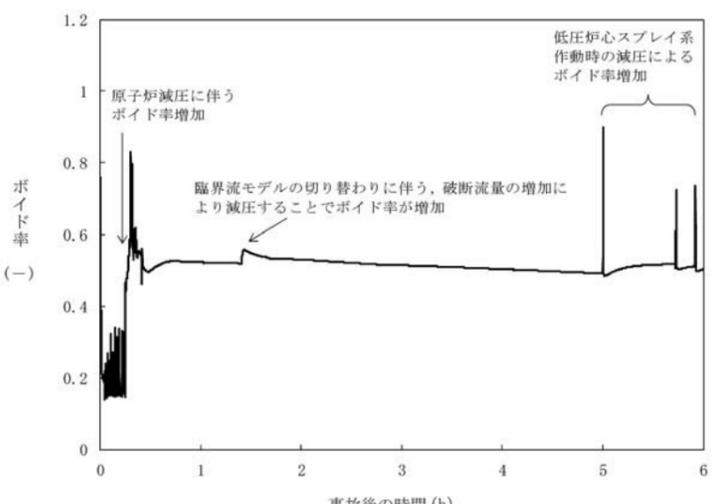
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.7-8 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移</p>  <p>第 7.1.7-9 図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-467</p>	 <p>第 2.7-6 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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：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 / 7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7. 1. 7-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7. 1. 7-11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-468</p>	 <p>第2.7-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第2.7-8図 原子炉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 / 7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7. 1. 7-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 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2. 7-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>  <p>第2. 7-12図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

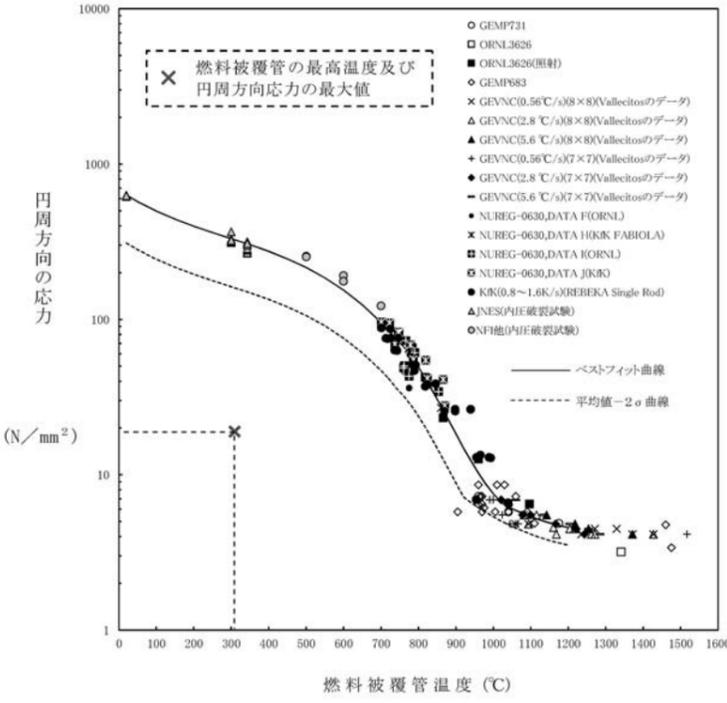
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
	<div data-bbox="1394 378 2211 892" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1424 913 2166 955" data-label="Caption"> <p>第2.7-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p> </div> <div data-bbox="1424 997 2151 1501" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1424 1522 2166 1564" data-label="Caption"> <p>第2.7-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p> </div> <div data-bbox="1751 1638 1855 1680" data-label="Text"> <p>2.7-43</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 / 7号機	東海第二発電所	備考
<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>第 2.7-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	
<p>第 7.1.7-15 図 破断流量の推移</p>	<p>第 2.7-14 図 破断流量の推移</p>	
<p>10-7-1-470</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 / 7号機	東海第二発電所	備 考
	 <p data-bbox="1469 1176 2136 1260">第2.7-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p> <p data-bbox="1765 1701 1855 1732">2.7-46</p>	