

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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>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>	<ul style="list-style-type: none"> ・PRAの違いにより事故シーケンス名称に違いがあるが、実態として相違点はない。 ・東海第二では、炉心冷却に成功するシーケンスは「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループに分類している。但し、LOCA時注水機能喪失においても崩壊熱除去機能喪失を想定していることから、実態として違いはない。 ・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない。 ・東海第二で想定する破断面積においては、事象初期の一定期間は蒸気駆動の高圧代替注水系の運転継続が可能と考えられ、これに期待した場合は余裕が大きくなることから、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待した場合の事象進展については、中長期的には減圧して低圧の

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.6-1 図から第 7.1.6-3 図に、手順の概要を第 7.1.6-4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.6-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。</p> <p>また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.6-5 図に示す。</p>	<p>以上により、本事故シーケンスグループでは、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに、格納容器内の冷却を行い、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによつて除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。なお、安定状態に向けた対策として、代替循環冷却系及び緊急用海水系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱手段も整備している。代替循環冷却系及び緊急用海水系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱操作は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に優先して実施するものであり、中央制御室からの遠隔操作により約 1 時間で実施可能であることから、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する事象発生後の約 28 時間後までに十分な時間余裕をもって完了することができる。また、これらの系統に期待する場合には、格納容器圧力逃がし装置に期待しなくても安定状態の達成が可能であり、この場合には格納容器圧力及び雰囲気温度の評価項目に対する余裕は大きくなることから、評価上は保守的に期待しないこととする。対策の概略系統図を第 2.6-1 図に、対応手順の概要を第 2.6-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.6-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）19 名及び参集要員 5 名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行うための当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 8 名である。</p> <p>参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（現場での第二弁操作）を行うための重大事故等対応要員 3 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.6-3 図に示す。</p>	<p>原子炉注水に移行するため本事故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>・手順上優先順位の高い代替循環冷却系等の対策について追記することとした。</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>・東海第二では参集要員は 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</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>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 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 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p>	<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）19名及び参集要員5名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム及びLOCA発生の確認 給水流量の全喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達したことによりLOCAが発生したことを確認する。 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 原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。 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、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系の系統構成及び起動操作を実施し、原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお、高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。 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 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）の起動操作に必要な</p>	<p>二では「フィルタ装置薬液補給作業」は不要。</p> <p>・東海第二では、高圧注水機能の自動起動失敗を確認した場合には、運転手順に従い、一連の操作として以下を実施し、これら全てに失敗した場合に低圧代替注水系の起動操作を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能の手動起動 ・高圧代替注水系の手動起動 ・低圧注水機能の手動起動 <p>・東海第二では、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>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を追加起動し、2台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>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</p>	<p>な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。</p> <p>外部電源が喪失している場合、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。</p> <p>h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）の起動操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設）） 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプ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（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>j. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作 海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は解析上考慮しない。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>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操作 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。</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>

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>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>f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p>	<p>格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・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減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により、格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに、サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>1. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）</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減圧及び除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また、格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する。なお、原子炉満水操作は、解析上考慮しない。</p> <p>格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱が可能である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）、格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）等である。</p> <p>また、サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水</p>	<p>・東海第二の常設低圧代替注水系ポンプは、原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施可能な設計としていることから、切替操作は不要。</p> <p>・東海第二では、中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合の操作時間余裕も考慮して、通常水位+5.5m到達にて格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を中央制御室から開操作する運用としている。</p> <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 (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、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。 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。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容</p>	<p>位等である。</p> <p>m. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作 水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。</p> <p>n. タンクローリによる燃料給油操作 タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</p> <p>o. 使用済燃料プールの冷却操作 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>以降、炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し、格納容器減圧及び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 (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、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。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域におい</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</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>器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.6-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管（配管断面積約 26cm²）とし、破断面積を 1cm² とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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</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>て、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を SAFERコードよりも低めに評価する CHASTEコードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.6-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断位置は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径であり、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））においても大破断 LOCA の破断位置として想定する再循環系配管（出口ノズル）（配管断面積約 2,900 cm²）とする。</p> <p>破断面積は、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm² 及び約 9.5 cm² とする。なお、約 9.5 cm² の破断面積は、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）の操作時間余裕を考慮しない場合に、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な範囲で最大となる破断面積を確認するために設定する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.6.1）</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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</p> <p>外部電源は喪失するものとする。</p> <p>外部電源が喪失する場合、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心冷却の観点で厳しくなる。</p>	<p>評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから CHASTEコードによる詳細評価は実施しない。</p> <p>・プラント型式の違い（PLRの有無）及び代替注水容量の違いにより破断位置及び面積の設定は異なるが、設定の考え方は同等</p> <p>・東海第二では、運転員等の操作時間余裕を考慮しない場合に破裂発生防止が可能な最大面積も設定</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(c) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に，最大300m³/hにて原子炉に注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(e) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出</p>	<p>また，原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が大きくなることで，炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し，再循環系ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル2）信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能） ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動による原子炉減圧操作には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 低圧代替注水系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～378m³/h，注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m³/h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順における調整範囲（102m³/h～130m³/h）の上限である130m³/h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置 格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし，格納容器圧力が</p>	<p>・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>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を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 低圧代替注水系 (常設) の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始するものとし、操作時間は約 4 分間とする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して、事象発生から約 18 分後に開始する。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>【以下、敷地境界外での実効線量評価の条件は長期TBの記載を転記】</p> <p>(3) 有効性評価 (敷地境界での実効線量評価) の条件 本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針 (原子力安全委員会 平成2年8月30日) に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 1.3×10^{12}Bq となる。</p>	<p>310kPa[gage]において 13.4kg/s の排気流量にて格納容器減圧及び除熱操作を実施するものとする。</p> <p>なお、耐圧強化ベント系を使用する場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合と比較して実際の排気流量が大きくなり、格納容器圧力の低下傾向が大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包含される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作) は、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、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) の起動及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価 (非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価) の条件 本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故に対する評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価に当たっては、「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針 (原子力安全委員会 平成2年8月30日)」に示されている評価手法を参照した。本重要事故シーケンスに対する主要な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 4.7×10^{12}Bq となる。</p>	<p>・東海第二においては、安全評価指針に基づく事故時の線量評価は、周辺公衆への放射線の影響を評価する観点から、有効性評価を実施しており、また、有効性評価ガイドでは敷地境界で実効線量を評価することから両者の評価を実施している。</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※2}である 3.7×10^{13}Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 9.9×10^{14}Bq、よう素についてはI-131 等価量で約 6.5×10^{13}Bq となる。</p> <p>※2 過去に実測された I-131 追加放出量から、全希ガス漏えい率 (f 値) 1mCi/s (3.7×10^7Bq/s) あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が 3.7×10^9Bq/s (100mCi/s) の場合、全希ガス漏えい率あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 1.4×10^{12}Bq (37Ci) であり、6号及び7号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ 3.7×10^{13}Bq (1000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元 ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032) ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</p> <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</p> <p>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>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値[※]である 2.22×10^{14}Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 6.0×10^{15}Bq、よう素についてはI-131 等価量で約 3.9×10^{14}Bq となる。</p> <p>※ 過去に実測された I-131 の追加放出量から、熱出力 1,000MW 当たりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW (定格の約 105%) の場合、熱出力 1,000MW 当たりの I-131 の追加放出量の平均値に当たる値は 2.78×10^{13}Bq (750Ci) であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14}Bq (6,000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元 ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</p> <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</p> <p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素の全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが、ドライウェルからの格納容器ベントを踏まえ、スクラビングの効果を考慮しないものとする。また、無機よう素の格納容器内への沈着効果及び格納容器スプレイ水による除去効果は考慮しないものとする。核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする[※]。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> $HI = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s) 呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率 (活動時) 0.31m³/hを秒当たりに換算して用いる。 H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq) χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131 等価量-小児実効線量係数換算) $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q : 相対線量 (Gy/Bq) Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (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、相対濃度 (χ/Q) を1.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を1.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は6.2×10⁻⁶ (s/m³)、相対線量 (D/Q) は1.2×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とする。</p>	<p>※ 核分裂生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合、建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが、これによる非居住区域境界及び敷地境界での実効線量への影響は、格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「LOCA時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し、格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント時間が早くなることで核分裂生成物の減衰時間が短くなる漏えいなしを設定した。</p> <p>h. 非居住区域境界及び敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は(1)式で、希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/h) H_∞ : よう素を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq) χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131 等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q : 相対線量 (Gy/Bq) Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー0.5MeV 換算値)</p> <p>i. 非居住区域境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間*の値として、相対濃度 (χ/Q) を2.9×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を4.0×10⁻¹⁹Gy/Bqとし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は2.0×10⁻⁶s/m³、相対線量 (D/Q) は8.1×10⁻²⁰Gy/Bqとする。また、敷地境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間*の値として、相対濃度 (χ/Q) を8.2×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を9.9×10⁻¹⁹Gy/Bqとし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10, 格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000, 排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 とする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド内及びシュラウド内外) ※2, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.6-6 図から第 7.1.6-11 図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率, 高出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率, 破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.6-12 図から第 7.1.6-18 図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.6-19 図から第 7.1.6-22 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で, シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計 (広帯域) の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計 (広帯域・狭帯域) の水位は, シュラウド外の水位であることから, 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>継続時間 1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は $2.0 \times 10^{-6} \text{ s/m}^3$, 相対線量 ($D/Q$) は $8.0 \times 10^{-2} \text{ Gy/Bq}$ とする。</p> <p>※ 本評価では, 実効放出継続時間は気象データの最小集計単位である 1 時間を使用している。なお, 実効放出継続時間は放射性物質の放出率の時間変化を考慮して定めるものであり, 短時間であるほど保守的な相対濃度, 相対線量となる。</p> <p>j. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50, 無機よう素の除染係数を 100 とする。</p> <p>(添付資料 2.6.2, 2.6.3, 2.6.4)</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて, 約 3.7 cm^2 の破断を想定する場合の原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド内外水位) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6-4 図から第 2.6-8 図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率, 平均出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率, 破断流量の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6-9 図から第 2.6-15 図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.6-16 図から第 2.6-19 図に示す。同様に, 約 9.5 cm^2 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>中小破断 LOCA 及び給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点まで低下すると, 主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが, 機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後, 一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去</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>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。</p> <p>事象発生から約18分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約17時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等 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</p>	<p>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、事象発生約25分後に、手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7個による原子炉減圧を実施することで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、上記の挙動に伴い増減する。</p> <p>また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生約27時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達した時点でサブプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生約28時間後に格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお、格納容器減圧及び除熱実施時のサブプレッション・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 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</p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない。</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>での間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 821℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.6-6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第 7.1.6-7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない</p> <p>「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。なお、LOCA 時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では考慮していないが、原子炉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>いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、約 3.7cm²の破断の場合には、事象発生の約 37 分後に最高値の約 616℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また、約 9.5cm²の破断の場合には、第 2.6-25 図に示すとおり、事象発生の約 31 分後に約 842℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の酸化量は、約 3.7cm²の破断の場合及び約 9.5cm²の破断の場合ともに、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.6-4 図及び第 2.6-20 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は、第 2.6-16 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱により低下傾向となる。事象発生の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 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減圧及び除熱により低下傾向となることから、約 9.5cm²の破断を想定する場合でも、最高値は同等となる。</p> <p>第 2.6-5 図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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減圧及び除熱を継続することで、高温停止での安定状態が確立する。</p> <p>約 3.7cm²の破断を想定する場合、格納容器圧力逃がし装置によるベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約 1.6×10⁻¹mSv であり、耐圧強化ベント系によるベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10⁻¹mSv であることから、5mSv を下回る。また、格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.1×10⁻¹mSv であり、耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10⁻¹mSv であることから、5mSv を下回る。したがって、いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。また、評価条件としてLOCA発生の有無のみが異なる「高圧・低圧注水機能喪失」及び「LOCA時注水機能喪失」</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (原子炉急速減圧操作を含む)、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シ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>失 (破断面積 3.7 cm²)」における格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の操作時間 (格納容器圧力 310kPa [gage] 到達時) は、おおむね同等 (約 28 時間後) であることから、破断面積の違いが格納容器減圧及び除熱操作の操作時間に与える影響は非常に小さい。このため、約 9.5cm²の破断を想定する場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、また、格納容器内での核分裂生成物の減衰時間は同等となることから、実効線量の評価結果に有意な違いはない。</p> <p>(添付資料 2.6.2, 2.6.5)</p> <p>安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断 LOCA が発生した後、高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動後に手動操作により原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作)、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よ</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
	<p>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評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.6.6）</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>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.6-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.6.6)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.6-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度33GWd/tに対して最確条件は燃焼度33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度33GWd/tの場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度33GWd/t未満の場合は、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>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徑配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち，流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し，破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積1cm²を設定している。なお，第7.1.6-23 図から第7.1.6-25 図に示すとおり，CHASTE 解析によれば，破断面積が5.6cm²までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，原子炉急速減圧の開始時間は約16分後となる。本解析（破断面積が1cm²）における原子炉急速減圧の開始時間は約18分後であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，事象進展を厳しくする観点から，給復水系による給水がなくなり，原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお，外部電源がある場合は，給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/m に対して最確条件は約42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/t に対応したものと</p>	<p>時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については，炉心冷却の観点で厳しい再循環配管に対して，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし，不確かさを考慮して約3.7cm²及び約9.5cm²の破断面積を設定している。破断面積が約9.5cm²より小さい場合は，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。破断面積が約9.5cm²を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，給復水系が停止することで，原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には，給復水系による原子炉注水が維持されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合，サプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>(添付資料2.6.1, 2.6.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW/m に対して最確条件は約33kW/m～約41kW/m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd/t に</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>しており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口徑配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm² を設定している。なお、第 7.1.6-23 図から第 7.1.6-25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が 5.6cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 886℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対す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>対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなり、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい再循環配管に対して、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm²及び約 9.5 cm²の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5 cm²より小さい場合は、原子炉水位の低下は遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。破断面積が約 9.5cm²を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持され、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所 (添付資料 2.6.1, 2.6.6)	備 考
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（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</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はないことから、影響はない。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力279kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力310kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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>開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、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>操作条件の低压代替注水系（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压代替注水系（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</p>	<p>(添付資料 2.6.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなることから、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>操作条件の常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、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遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75 分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は 0.31MPa[gage] より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも 0.62MPa[gage] を十分に下回ることから、格納容器の健全性の観点からは問題とはならない。</p> <p>(添付資料 2.6.6)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>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）の手動による原子炉減圧操作（常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水）は、約 3.7cm²の破断の場合には、10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約 706℃であり、燃</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>10分程度の時間遅れでは、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、格納容器ベント時の敷地境界線量は5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力0.62MPa [gage]に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約20時間以上の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</p>	<p>燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することを感度解析により確認しているため、10分程度の操作時間余裕は確保されている。また、25分の減圧操作遅れを想定した場合には、燃料被覆管の最高温度は約1,000℃となり、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、この時の格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約1.1mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約4.4mSvとなる。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約2.8mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約4.4mSvとなる。したがって、いずれも5mSvを下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後の対応手順に移行するため、重大事故での対策の範囲となる。なお、約9.5cm²の破断の場合には、評価上考慮しない高圧代替注水系による原子炉注水に期待することで、原子炉水位の低下が緩和され、操作時間余裕を確保することができる。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生約16時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、事象発生約28時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.243MPa [gage]から0.310MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることから外挿すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の時間余裕があり、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 2.1.7, 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</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>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約 5,400m³ の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、合計約 10,800m³ の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有している。これにより、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL）。</p> <p>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p>	<p>災害対策要員（初動）は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。</p> <p>また、必要な参集要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 5 名であり、参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</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> <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）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,320m³ の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に 4,300m³ 及び西側淡水貯水設備に 4,300m³、合計 8,600m³ の水を保有しており、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7 日間の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、事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）については約 141.2kL、合計で 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給について、事象発生直後から 7 日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）の運転を想定すると、約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による 7 日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.6.9)</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>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、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</p>	<p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料2.6.10）</p> <p>2.6.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管において中小破断LOCAが発生した後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ自動減圧系が機能喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで、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非居住区域境界及び敷地境界での実効</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>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>線量は，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから，事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判別及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉高炉材圧力タンクを構成する配管の中心配管部注水に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディザーモ発電機】 【軽油タンク】	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失の確認	原子炉水位による自動起動動作が発生するが、各ポンプの自動起動動作は各ポンプの系統最下流側の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SB) 【原子炉内注水時注水系統流量】 【原子炉内注水系統流量】 【原子炉内注水系統流量】 【原子炉内注水系統流量】 【原子炉内注水系統流量】 【原子炉内注水系統流量】
高圧代替注水系統による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SB) 高圧代替注水系統流量 (SA) 高圧代替注水系統流量 (SB)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統 (常設) を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を開閉し、原子炉急速減圧する。	高圧代替注水ポンプ 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB)
低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB) 低圧注水系統流量 (DBB B系代替注水流量) 低圧注水系統流量 (SA) 低圧注水系統流量 (SB)
代替格納容器スプレッドポンプ (常設) による原子炉注水	格納容器圧力が 0.18MPa (gauge) に到達した場合、代替格納容器スプレッドポンプ (常設) により原子炉水位が回復する。 格納容器スプレッドポンプは、格納容器圧力が低下した場合は、格納容器スプレッドポンプを停止し原子炉注水を再開する。原子炉水位高 (レベル8) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッドポンプを停止する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	-	格納容器内圧力 (DBB) 格納容器内圧力 (SB) 格納容器内圧力 (SC) 格納容器内圧力 (SD) 格納容器内圧力 (SE) 格納容器内圧力 (SF) 格納容器内圧力 (SG) 格納容器内圧力 (SH) 格納容器内圧力 (SI) 格納容器内圧力 (SJ) 格納容器内圧力 (SK) 格納容器内圧力 (SL) 格納容器内圧力 (SM) 格納容器内圧力 (SN) 格納容器内圧力 (SO) 格納容器内圧力 (SP) 格納容器内圧力 (SQ) 格納容器内圧力 (SR) 格納容器内圧力 (SS) 格納容器内圧力 (ST) 格納容器内圧力 (SU) 格納容器内圧力 (SV) 格納容器内圧力 (SW) 格納容器内圧力 (SX) 格納容器内圧力 (SY) 格納容器内圧力 (SZ) 格納容器内圧力 (SA)
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器減熱	格納容器圧力が 0.32MPa (gauge) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器減熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 副圧減化ベント系	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB) 原子炉圧力 (SC) 原子炉圧力 (SD) 原子炉圧力 (SE) 原子炉圧力 (SF) 原子炉圧力 (SG) 原子炉圧力 (SH) 原子炉圧力 (SI) 原子炉圧力 (SJ) 原子炉圧力 (SK) 原子炉圧力 (SL) 原子炉圧力 (SM) 原子炉圧力 (SN) 原子炉圧力 (SO) 原子炉圧力 (SP) 原子炉圧力 (SQ) 原子炉圧力 (SR) 原子炉圧力 (SS) 原子炉圧力 (ST) 原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SV) 原子炉圧力 (SW) 原子炉圧力 (SX) 原子炉圧力 (SY) 原子炉圧力 (SZ) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB) 原子炉圧力 (SC) 原子炉圧力 (SD) 原子炉圧力 (SE) 原子炉圧力 (SF) 原子炉圧力 (SG) 原子炉圧力 (SH) 原子炉圧力 (SI) 原子炉圧力 (SJ) 原子炉圧力 (SK) 原子炉圧力 (SL) 原子炉圧力 (SM) 原子炉圧力 (SN) 原子炉圧力 (SO) 原子炉圧力 (SP) 原子炉圧力 (SQ) 原子炉圧力 (SR) 原子炉圧力 (SS) 原子炉圧力 (ST) 原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SV) 原子炉圧力 (SW) 原子炉圧力 (SX) 原子炉圧力 (SY) 原子炉圧力 (SZ) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB) 原子炉圧力 (SC) 原子炉圧力 (SD) 原子炉圧力 (SE) 原子炉圧力 (SF) 原子炉圧力 (SG) 原子炉圧力 (SH) 原子炉圧力 (SI) 原子炉圧力 (SJ) 原子炉圧力 (SK) 原子炉圧力 (SL) 原子炉圧力 (SM) 原子炉圧力 (SN) 原子炉圧力 (SO) 原子炉圧力 (SP) 原子炉圧力 (SQ) 原子炉圧力 (SR) 原子炉圧力 (SS) 原子炉圧力 (ST) 原子炉圧力 (SU) 原子炉圧力 (SV) 原子炉圧力 (SW) 原子炉圧力 (SX) 原子炉圧力 (SY) 原子炉圧力 (SZ) 原子炉圧力 (SA)

東海第二発電所

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

確認及び操作	手順	常設設備	重大事故等対処設備	
			可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及びLOCA発生の確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・格納容器圧力が 13.7kPa (gauge) に到達したことによりLOCAが発生したことを確認する。	-	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* ドライブウエル圧力* サブプレッション・チェンバ圧力*
高圧注水機能喪失の確認	・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。 ・高圧炉心スプレッドポンプ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレッドポンプ系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁 (安全弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁* ATWS後と設備 (代替原子炉再循環系ポンプ トリップ機能) 逃がし安全弁 (安全弁機能)*	-	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 高圧炉心スプレッドポンプ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)
高圧代替注水系統の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として高圧代替注水系統の系統構成操作及び起動操作を実施する。	高圧代替注水系統 サブプレッション・チェンバ*	-	高圧代替注水系統流量
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失及び高圧代替注水系統の起動操作失敗後、一連の操作として低圧炉心スプレッドポンプ系及び残留熱除去系 (低圧注水系統) の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。	-	-	低圧炉心スプレッドポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

■：有効性評価上考慮しない操作

備考

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム融断	原子炉の出力運転中に原子炉名称がバッキングリを構成する機器のいずれか1個が故障し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	平均出力順減モニター 起動順減モニター
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉本体による自動起動時発生するが、各ポンプの自動起動失敗時は各ポンプの系統異常計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 【原子炉内循環時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【低圧炉心注水系統流量】 【冷却水供給ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 軽油貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統 (常設) を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を至開し、原子炉急減圧する。	高圧代替注水系統 軽油貯蔵槽	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量)
低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の系統圧力が原子炉注水圧力に回復し、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量)
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa (Level) に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉注水圧力が原子炉水位低 (レベル3) 以下に低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を再開する。原子炉水位高 (レベル8) まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリー (4機)	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量)
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器融断	格納容器圧力が0.31MPa (Level) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器融断を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 軽油タンク	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (高圧B系代替注水流量)

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

東海第二発電所

備考

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

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系統) の回復操作を実施する。 低圧注水機能喪失及びLOCA発生を確認後、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し、常設代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系統 (常設) を起動する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替注水系統 (常設) を起動し、緊急用母線を受電する。 低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 常設代替注水系統 (常設) を用いた低圧代替注水系統 (常設) の起動準備操作 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替注水系統 (常設) 可搬型代替注水系統 (可搬型) 西側淡水貯水設備 逃がし安全弁 (自動減圧機能) * 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替注水系統 (常設) 可搬型代替注水中型ポンプ 原子炉圧力 (SA) 格納容器雰囲気気放射線モニター (D/W) * 格納容器雰囲気気放射線モニター (S/C) * 	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替注水系統 (常設) 可搬型代替注水中型ポンプ 原子炉圧力 (SA) 格納容器雰囲気気放射線モニター (D/W) * 格納容器雰囲気気放射線モニター (S/C) * 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 低圧代替注水系統原子炉注水量 代替淡水貯槽水位
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系統 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設代替注水系統 (常設) を用いた低圧代替注水系統 (常設) からの原子炉注水を開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。 	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替注水系統 (常設) 可搬型代替注水中型ポンプ 代替淡水貯槽 高圧代替注水系統 (常設) 軽油貯蔵タンク 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力 (SA) 格納容器雰囲気気放射線モニター (D/W) * 格納容器雰囲気気放射線モニター (S/C) * 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 低圧代替注水系統原子炉注水量 代替淡水貯槽水位

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム保護	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バランシングを維持する段階の中で、外部電源喪失により、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	平均出力削減モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉本体による自動起動動作が発生するが、各ポンプの自動起動動作では各ポンプの系統や量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 【原子炉貯蔵タンク系系統流量】 【原子炉貯蔵タンク系系統流量】 【原子炉貯蔵タンク系系統流量】 【原子炉貯蔵タンク系系統流量】
高圧代替注水による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 【軽油タンク】	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧代替注水系統流量 (SA)
遠がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統 (常設) を2台運転とし、中央制御室にて遠がし安全弁を至開し、原子炉急減圧する。	遠がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 遠がし安全弁
低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水	遠がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の系統圧力が原子炉注水水位に回復し、原子炉注水水位が回復する。原子炉注水水位は原子炉注水水位 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリ (4機)	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 遠がし安全弁 遠がし安全弁
代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) による原子炉注水	格納容器圧力が0.18MPa [gage]に到達した時点、代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却系を起動する。格納容器スプレッド冷却系 (常設) に原子炉注水水位が回復し、原子炉注水水位が回復する。原子炉注水水位は原子炉注水水位 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) まで回復後、原子炉注水水位を停止し、格納容器スプレッド冷却系を再開する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリ (4機)	-	格納容器内圧力 (D/W) 原子炉圧力 (SA) 遠がし安全弁 遠がし安全弁
格納容器圧力遠がし装置による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した時点、格納容器圧力遠がし装置による原子炉格納容器冷却系を起動する。	格納容器圧力遠がし装置 軽油タンク	-	格納容器内圧力 (S/C) 原子炉圧力 (SA) 遠がし安全弁 遠がし安全弁

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

東海第二発電所

備考

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

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 海水系による冷却水供給が確保された時点で代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。 格納容器圧力が245kPa [gage]に到達した場合は、代替循環冷却系による格納容器スプレッド冷却系を実施する。 	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク サブレンパ* チェンバ*	-	ドライウエル圧力* サブレンパ* チェンバ* 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系流量 原子炉注水代替循環冷却系格納容器スプレッド冷却系流量
常設低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が279kPa [gage]又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である171℃に近接したことを確認する。 常設低圧代替注水系統 (常設) による格納容器冷却操作を実施する。 サブレンパ*、プール水位が、通常水位+5.5mに到達した時点で、格納容器圧力遠がし装置による格納容器冷却操作の準備を実施する。 サブレンパ*、プール水位が、通常水位+6.5mに到達した時点で、常設低圧代替注水系統 (常設) を用いた代替格納容器冷却系 (常設) による格納容器冷却操作を停止する。 	常設低圧代替注水系統ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サブレンパ* チェンバ* 低圧代替注水系統格納容器スプレッド冷却系流量 代替淡水貯槽水位 サブレンパ* プール水位* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 低圧代替注水系統原子炉注水流量

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉名称がバッキングリを構成する設備のうち、電源喪失後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	平均出力削減モニタ 起動機モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉本体による自動起動動作が発生するが、各ポンプの自動起動動作では各ポンプの系統或はポンプの指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 【原子炉内循環時冷却系統流量】 【高圧低圧注水系統流量】 【冷却水供給ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系統による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
遠がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統 (常設) を2台運転とし、中央制御室にて遠がし安全弁を至開し、原子炉急減圧する。	復水移送ポンプ 遠がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水供給水系統流量 (回路B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水	遠がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の系統圧力が低下すると原子炉注水が開始される。原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	復水移送ポンプ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリ (4台)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水供給水系統流量 (回路B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa [gage]に到達した直後、代替格納容器スプレッド冷却 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレッド冷却中に原子炉注水が開始される。原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッド冷却を再開する。	復水移送ポンプ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2機) タンクローリ (4台)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 復水供給水系統流量 (回路B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力遠がし装置による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した直後、格納容器圧力遠がし装置等による原子炉格納容器冷却を実施する。	格納容器圧力遠がし装置 耐圧強化ベント系	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 耐圧強化ベント系 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口格納容器モニタ フィルタ装置出口格納容器モニタ

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

東海第二発電所

備考

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

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器圧力遠がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッジョン・チェンバ側)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉注水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持する。 格納容器圧力が310kPa [gage]に到達したことを確認し、サブプレッジョン・チェンバ側から格納容器圧力遠がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。 なお、格納容器圧力遠がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作が可能である。 	格納容器圧力遠がし装置 耐圧強化ベント系	-	ドライウェル圧力* サブプレッジョン・チェンバ圧力* サブプレッジョン・プール水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)* フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 代替注水貯槽水位
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等を実施する。 代替注水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯槽から代替注水貯槽に水源補給操作を実施する。 	代替注水貯槽 西側淡水貯槽設備	可搬型代替注水 水中型ポンプ	-
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	-	-	-

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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 ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウエットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

10-7-1-319

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3.293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gauge]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126 cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	48,300t/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、崩壊熱が小さくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
格納容器圧力	5kPa [gauge]	格納容器圧力の観点として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
ドライウエル雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定

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)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm ²	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管 (計測配管を除く) のうち、流出量が大きくなくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉压力容器下部のドレン配管の破断LOCAは、液相の流出が長期的に継続し、原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となり、厳しい事象となる ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1cm ² を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定

10-7-1-320

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

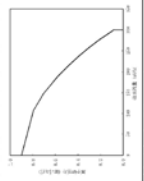
2.6-45

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

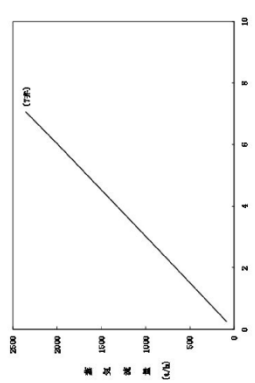
備考

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

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

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
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉止	設計値を設定
A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で全台トリップ (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gauge] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) (原子炉手動減圧操作時)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては、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 個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定 

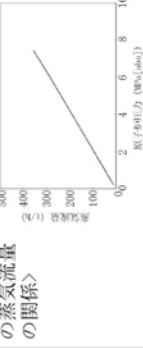
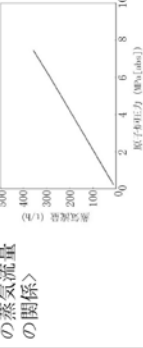
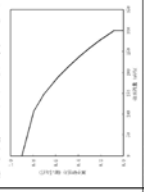
重大事故等対策に関連する機器条件

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

前ページと同じ

第 7.1.6-2 表 主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（3/4）

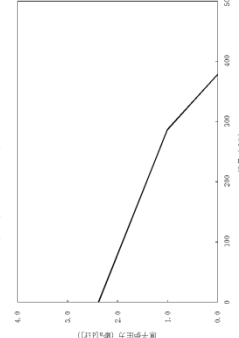
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間：2.05 秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を閉することによる原子炉急速減圧の蒸気流量の関係を 	安全保護系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

10-7-1-321

東海第二発電所

備考

第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（4/5）

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

2.6-47

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (4/4)

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

10-7-1-322

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系 (常設) を用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッジョン・チェンバ側)	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の準備が完了した時点で原子炉減圧を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定 運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gauge]) に対する余裕を考慮して設定 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

2.6-48

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

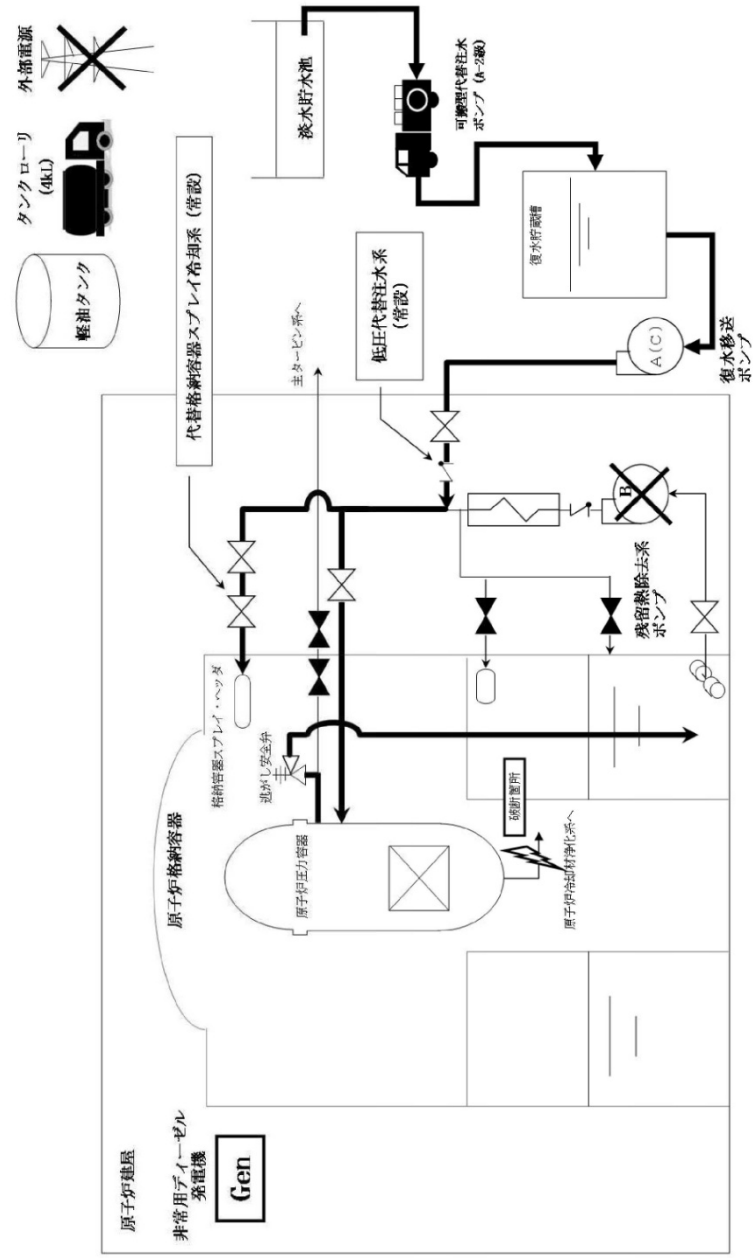
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.6-1 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)</p>	<p>第2.6-1 図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水水系 (常設) による原子炉注水段階)</p>	<p>備考</p>

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

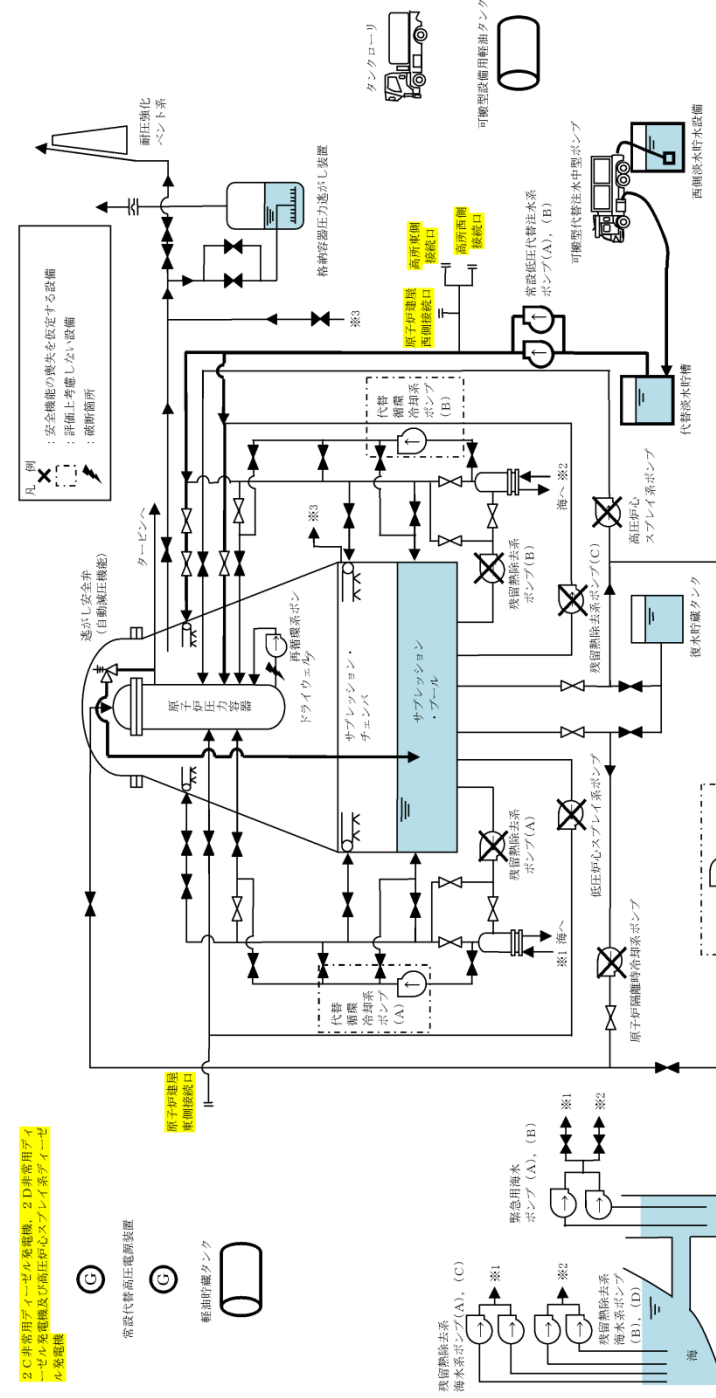
東海第二発電所

備考



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

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



2.6-50

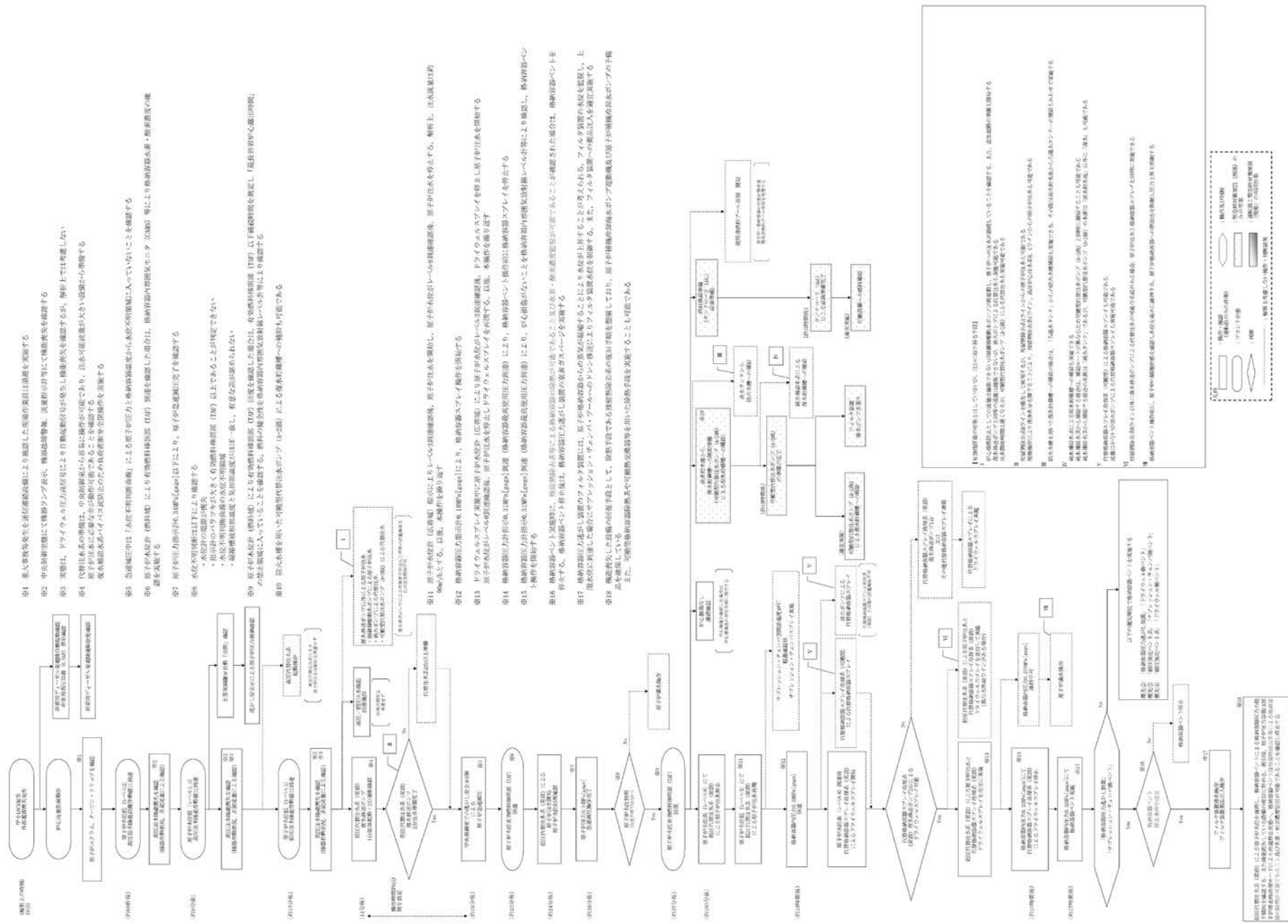
第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び
 代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却段階)

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>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)</p>	<p>2.6-51</p> <p>第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱段階)</p>	<p>備考</p>

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

備考



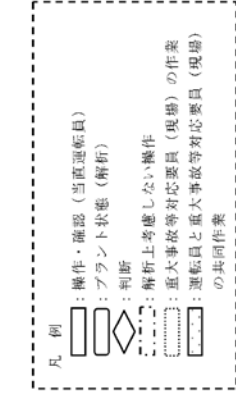
10-7-1-448

第 7.1.6-4 図 「LOCA 時注水機能喪失」の対応手順の概要

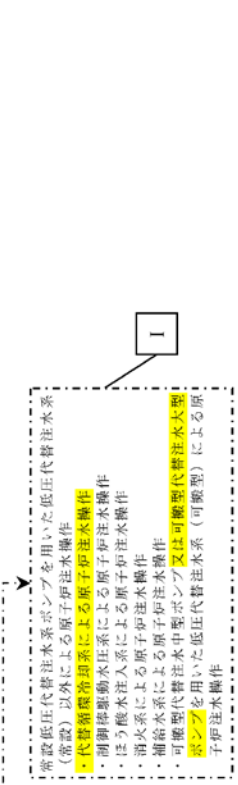
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

東海第二発電所

備考



- ※1：原子炉水位の低下を懸くする観点から、給水流量の全喪失を想定する。
- ※2：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計算等により確認する。
- ※3：LOCA発生は、以下により判断する。
・格納容器圧力が13.7kPa[ange]に到達
- ※4：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位(広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※5：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作は、以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失
- ※6：外部電源がない場合には、常設代替高圧電機装置による緊急用防除受電操作を実施する。



- ※7 逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作は、以下により判断する。
・低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた場合
- ※8 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となつた場合は、格納容器券開気監視系等により格納容器内の水素、酸素濃度を確認する。
- ※9 破断面積が重要事故シナケンスでの設定より大きい場合は、原子炉水位の低下が早くなることで、燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

- ※10 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
・格納容器券開気放射線モニタラ溶接濃度が設計許容値を超えて炉心損傷が確認された場合
・炉心損傷が確認された場合は、炉心損傷後の手順に移行

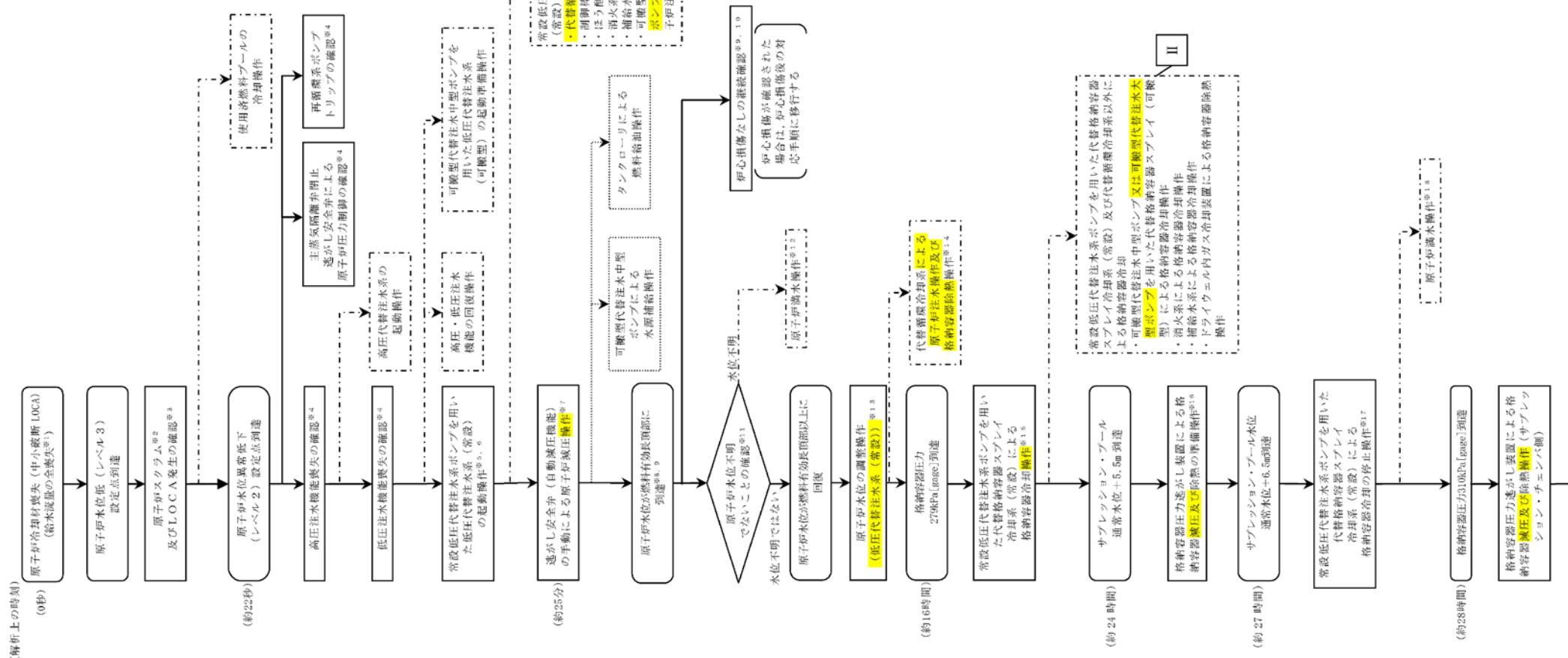
- ※11 原子炉減圧時には原子炉水位計減圧機構内の原子炉冷却材の減圧機構により原子炉水位の指示値が実際の炉心水位と異なる可能性があるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
・原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※12 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を減水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバール圧力の差を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

- ※13 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)により、原子炉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。
- ※14 所定以上考慮しない代替格納容器冷却系は、表裏には以下の運用としている。
・事故初期における原子炉注水に当たっては、海水系による冷却供給を必要としない低圧代替注水系(常設)を優先し、海水系による冷却供給が確保された後に代替格納容器冷却系による原子炉注水に切り替える。
・格納容器冷却系による原子炉注水は、格納容器冷却系による格納容器冷却操作の開始後、また、代替格納容器冷却系は、原子炉注水及び格納容器スプレイの利用が可能を設計としている。

- ※15 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、解析上は130m³/h一定流量で、格納容器圧力を217kPa[ange]から279kPa[ange]の範囲に維持するよう間欠運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[ange]から279kPa[ange]の範囲に維持するよう102m³/h~130m³/hの範囲でスプレイ流量を調整する。
- ※16 サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開閉は、「サブプレッション・チェンバール」を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドライウェル」側の開閉操作を実施する。

- ※17 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は、以下により判断する。
・サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達
- ※18 格納容器減圧及び格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、原子炉格納容器への熱負荷を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する(解析上考慮しない)。

【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる格納容器減圧及び格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、原子炉格納容器への熱負荷を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する(解析上考慮しない)。
 本大型ボンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作も実施可能である。
 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作を優先するが、可搬型代替注水系中型ボンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作も実施可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる格納容器減圧及び格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作も実施可能である。
 ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作も実施可能である。

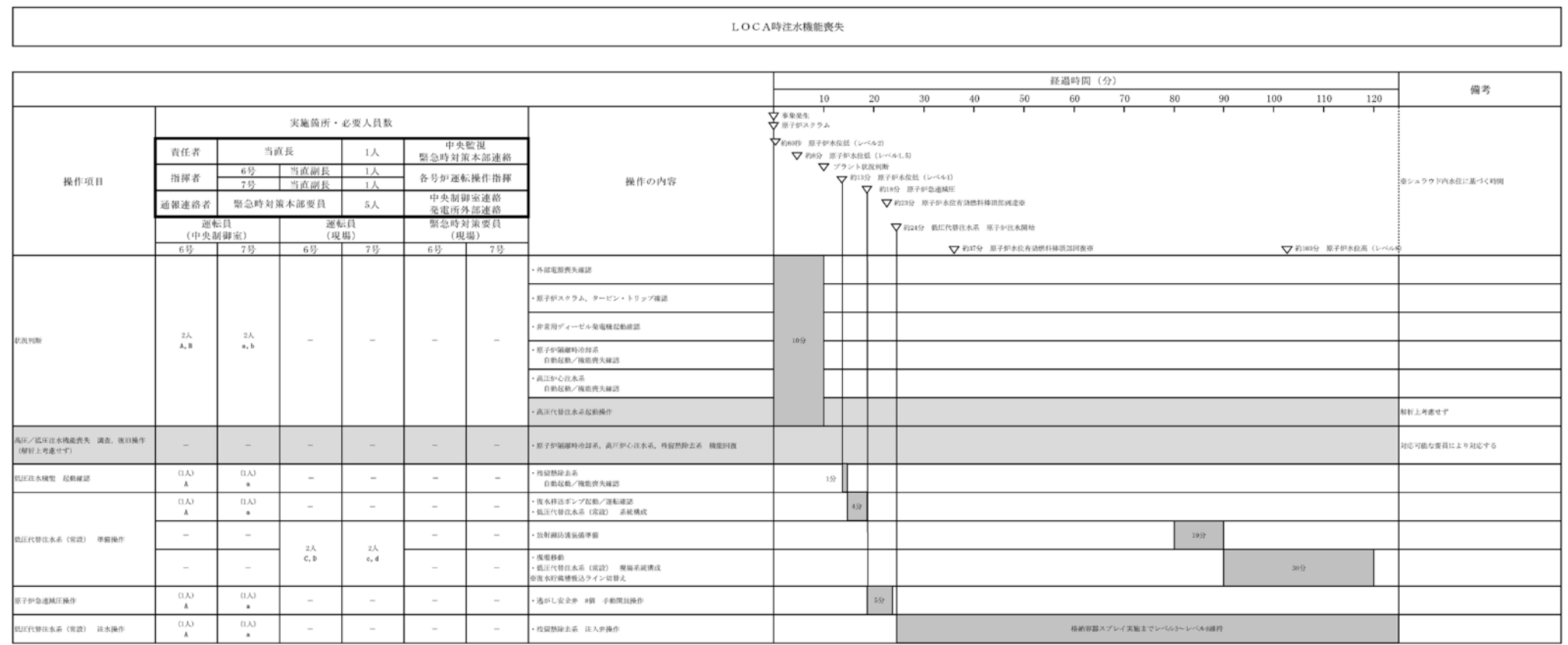


第 2.6-2 図 LOCA 時注水機能喪失 (中小破断 LOCA) の対応手順の概要

2.6-52

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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						
操作項目	実施箇所・必要員数			経過時間 (分)	備考	
	責任者	当直発電長	1人			中央監視 運転操作指揮
操作項目	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐	備考	
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初期での指揮 発電所内外連絡		
操作項目	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	操作の内容	備考	
状況判断	2人 A, B	-	-	10分 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●LOCA発生の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●注蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁(安全弁補正)による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系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	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作(失敗)	2分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の自動起動及び緊急用母線受電操作	4分	外部電源がない場合に実施する
中央制御室からの高圧代替注水系起動操作	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分	解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作(失敗)	4分	
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	●高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作、失敗原因調査		適宜実施 解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作	【1人】 B	-	-	●原子炉冷却時浄化系吸込弁の閉止操作	2分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の移動、ホース敷設等の操作	-	-	8人 a~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作		170分 解析上考慮しない
逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁(自動減圧機能)7個の手動開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する

第 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 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

備考

LOCA時注水機能喪失							経過時間（時間）										備考			
							2	4	6	8	10	12	14	16	18	20		22	24	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）										備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)			経過時間（時間）												
	6号	7号	6号	7号	6号	7号	経過時間（時間）													
緊急代替注水系（常設）注水操作	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・残圧熱除去系 注水準備 ・残圧熱除去系 スプレイ準備	約25分 緊急代替注水系（常設） 原子炉注水開始												
代替格納容器スプレイ冷卻系（常設）操作	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・残圧熱除去系 スプレイ準備	約11時間 格納容器圧力0.1MPa[gage]到達												
使用済燃料プール冷却 再開 (解放上考慮せず)	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整 ・燃料プールの冷却ポンプ再稼働	30分	・再稼働準備としての冷却装置の隔離及びスキマージタンクへの接続を実施する										燃料プール温度「37℃」以下維持 委員を確保して対応する	
原子炉注水操作 (解放上考慮せず)	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加	30分	格納容器圧力0.27MPa[gage]以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間への熱の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する										解放上考慮せず	
可能型代替注水ポンプ（A-2線）による格納 容器から格納容器への補給	-	-	-	-	6人	-	・放射線防護準備 ・現場移動 ・可能型代替注水ポンプ（A-2線）による格納容器への注水準備 （可能型代替注水ポンプ（A-2線）稼働、ホース接続（注水貯水庫から可能 型代替注水ポンプ（A-2線）、可能型代替注水ポンプ（A-2線）から接続口）、 ホース接続、ホース本張り）	10分	30分											
	-	-	-	-	(1)A、B	-	・可能型代替注水ポンプ（A-2線）による格納容器への補給		適宜実施										現場確認手続 （一時待機中）	
格納容器ベント準備操作	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備（バックダリ構成）		40分											
	-	-	(2)A C,D	(2)A c,4	-	-	・放射線防護準備		10分											
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備（格納容器二次隔離準備、バックダリ構成）		30分											
	-	-	-	-	8人	-	・4号シフト装置水位調整準備 （排水ポンプ本張り） ・7号シフト装置水位調整準備 （排水ポンプ本張り）		90分											
格納容器ベント操作	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離準備） ・格納容器ベント状態監視		格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視											
	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視		格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視										解放上考慮せず	
	-	-	(2)A C,D	(2)A c,4	-	-	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離準備）		20分										解放上考慮せず	
	(1)A B	(1)A b	-	-	10人 (参加)	10人 (参加)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置水位確認 ・フィルタ装置稼働補助 ・ドレン移送ライン変更ページ		適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
設備準備	-	-	-	-	2人	・放射線防護準備		10分												
設備作業	-	-	-	-	-	・格納容器からタンクローリー（4号）への補給		140分										タンクローリー（4号）作業に応じて適宜格納容器 から補給		
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 c,4	8人 (参加要員20人)	-	・可能型代替注水ポンプ（A-2線）への給水		適宜実施										作業中時 （一時待機中）	一時待機中に燃料が枯渇しないように維持する

第7.1.6-5図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間(2/2)

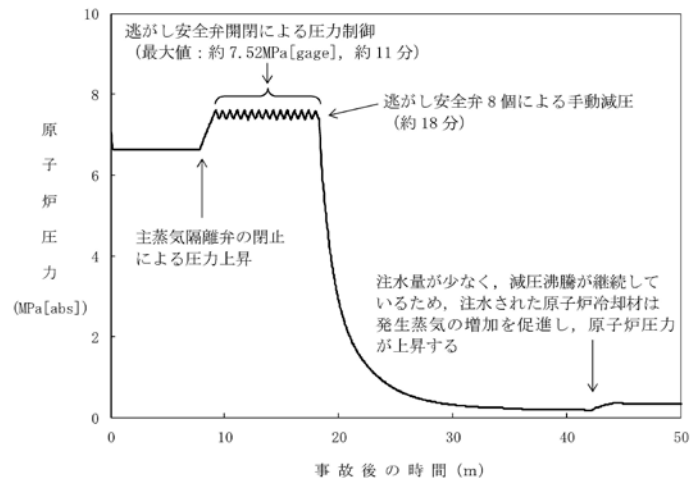
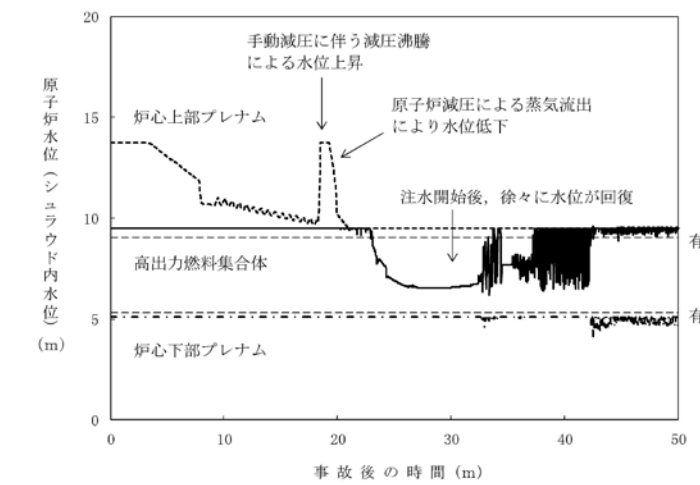
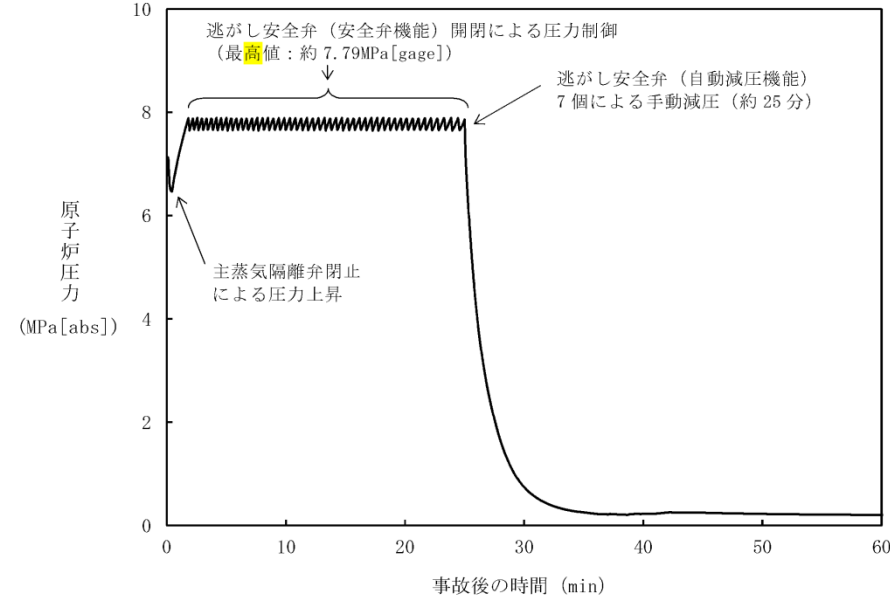
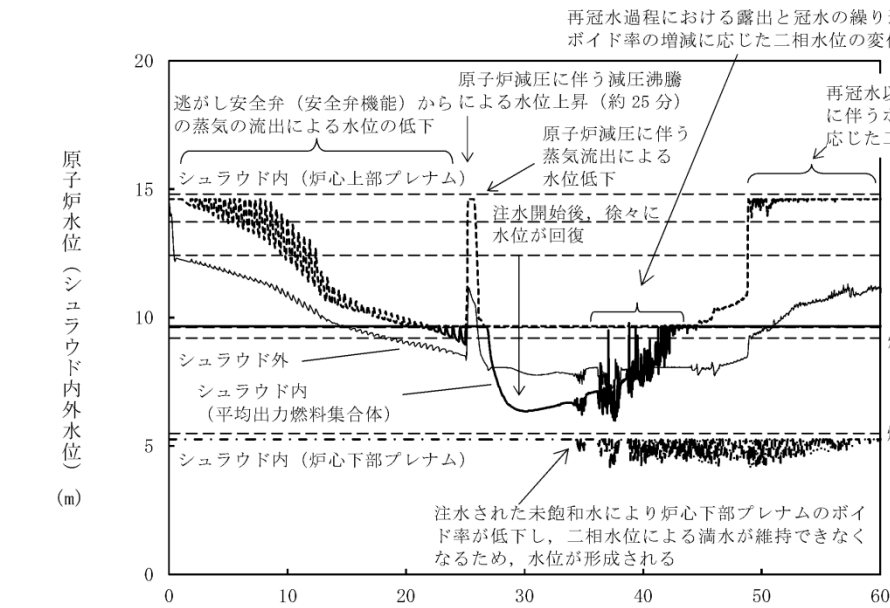
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

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

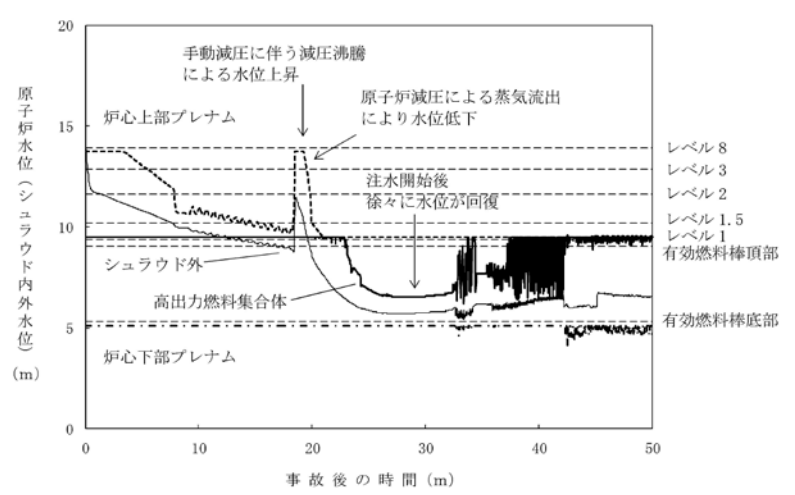
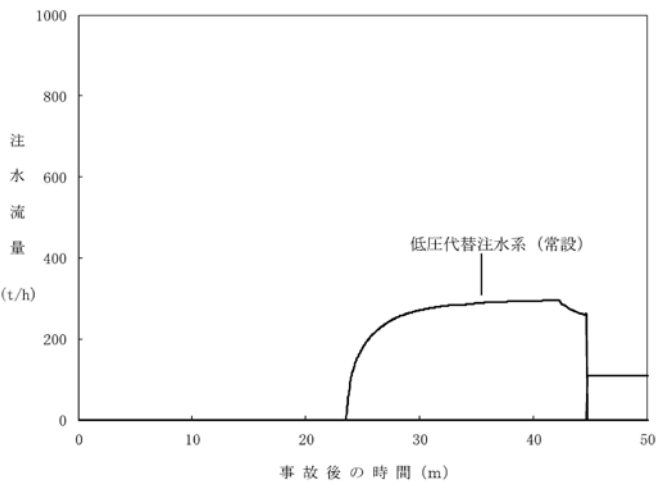
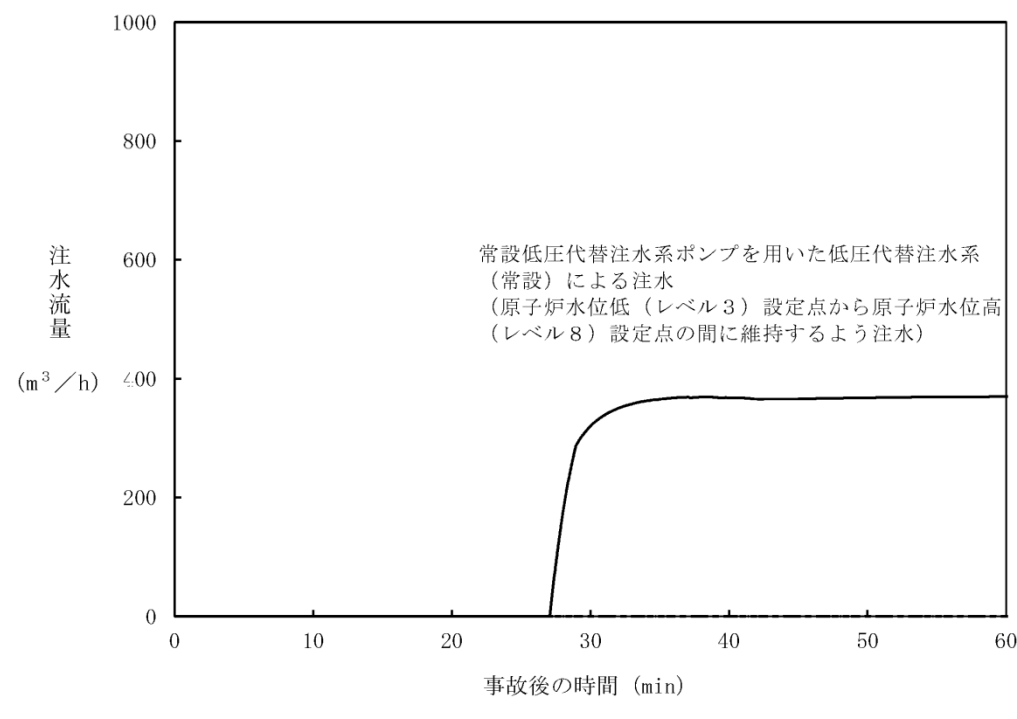
東海第二発電所				備考		
LOCA時注水機能喪失						
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			経過時間(時間)	備考	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)			
				25分 原子炉減圧開始 約16時間 格納容器圧力279kPa[gage]到達 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 約28時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達		
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注 水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作	適宜原子炉注水を調整 格納容器スプレイ中適宜状態監視	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系(常設)による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20分 15分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 25時間後までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(中央制御室での第一弁操作)	5分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(中央制御室での第二弁操作)	125分	格納容器ベント実施後、適宜状態監視
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	3人 (参集)	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(現場での第一弁操作)	75分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水原補給		適宜実施 代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり、代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給 適宜実施
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h 及び参集5人			

第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.6-6 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.6-7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> <p>10-7-1-451</p>	 <p>第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移 (約 3.7cm² の破断)</p>  <p>第 2.6-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (約 3.7cm² の破断) ※</p> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p> <p>2.6-55</p>	<p>備考</p>

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.6-8図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>  <p>第7.1.6-9図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-452</p>	 <p>第2.6-6図 注水流量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシ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)

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.6-12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>10-7-1-454</p>	<p>第2.6-9図 燃料被覆管温度の推移 (約3.7cm²の破断)</p> <p>第2.6-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	

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

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>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>10-7-1-455</p>	<p>第2.6-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)</p> <p>第2.6-12図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	<p>備考</p>

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

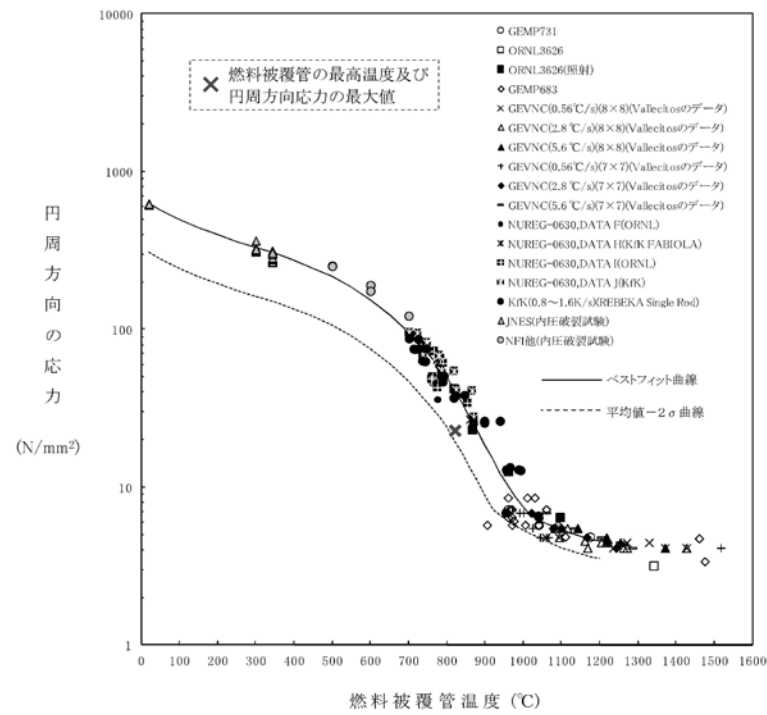
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.1.6-16図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> <p>第7.1.6-17図 破断流量の推移</p> <p>10-7-1-456</p>	<p>第2.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)</p> <p>第2.6-14図 破断流量の推移 (約3.7cm²の破断)</p>	<p>備考</p>

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

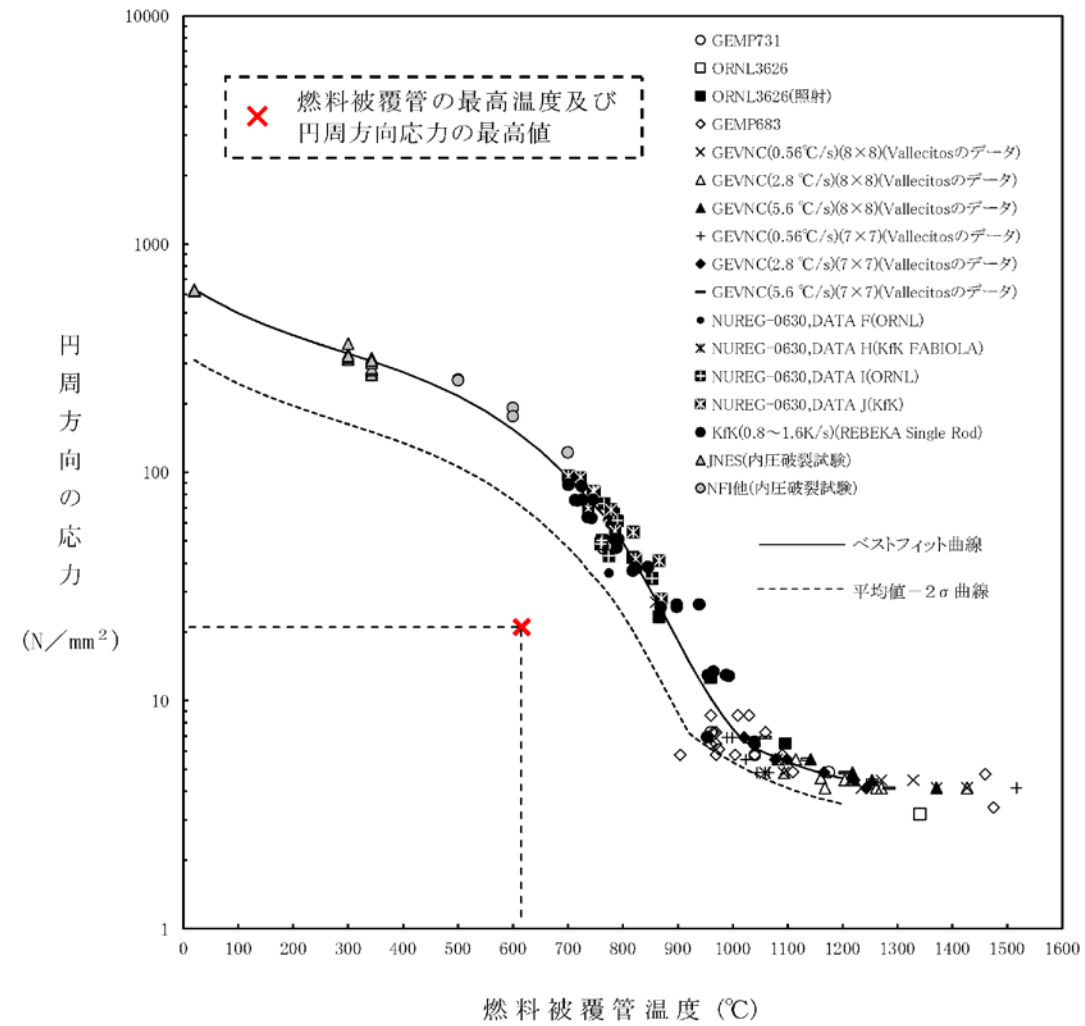
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



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



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

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

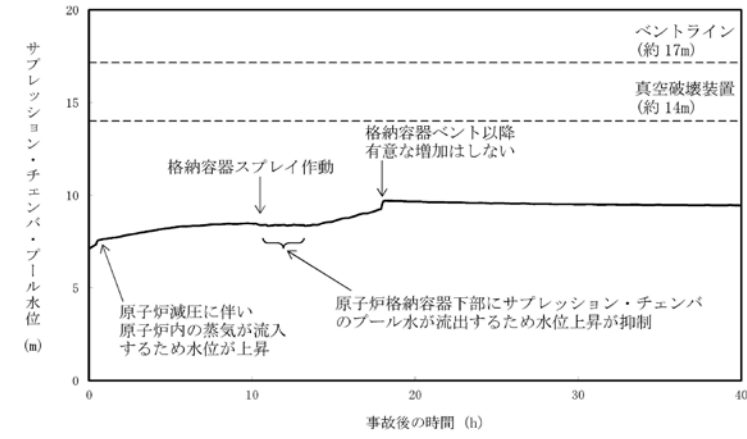
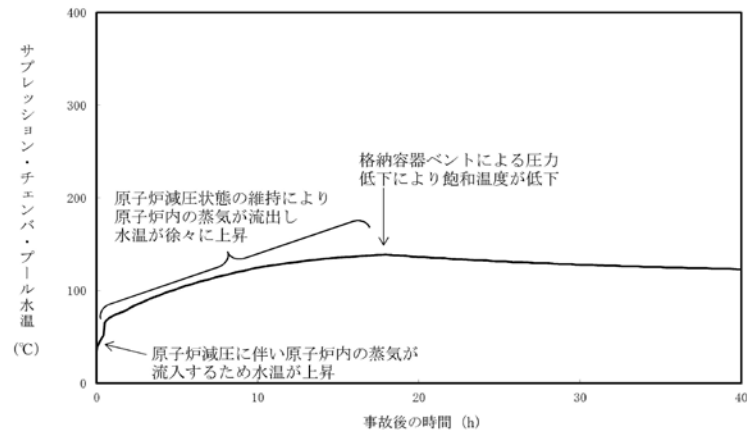
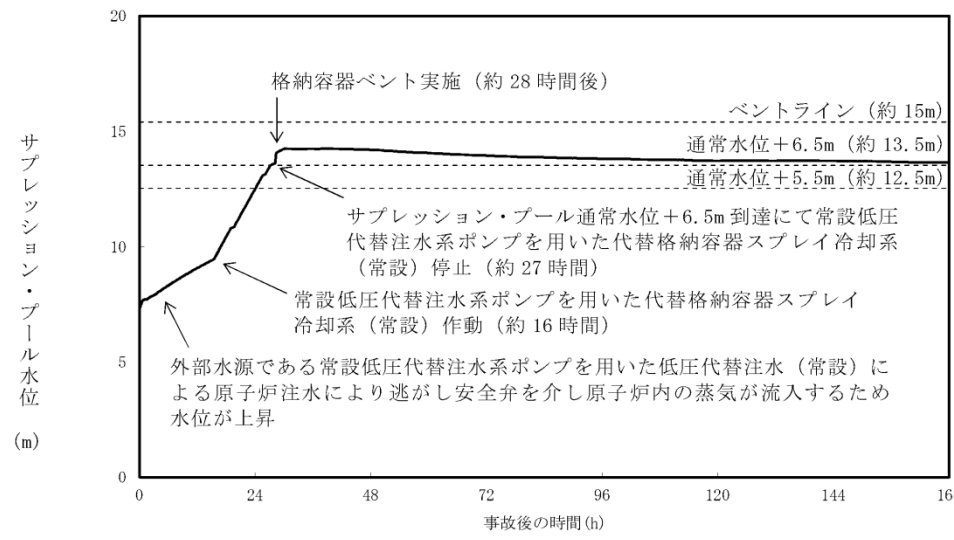
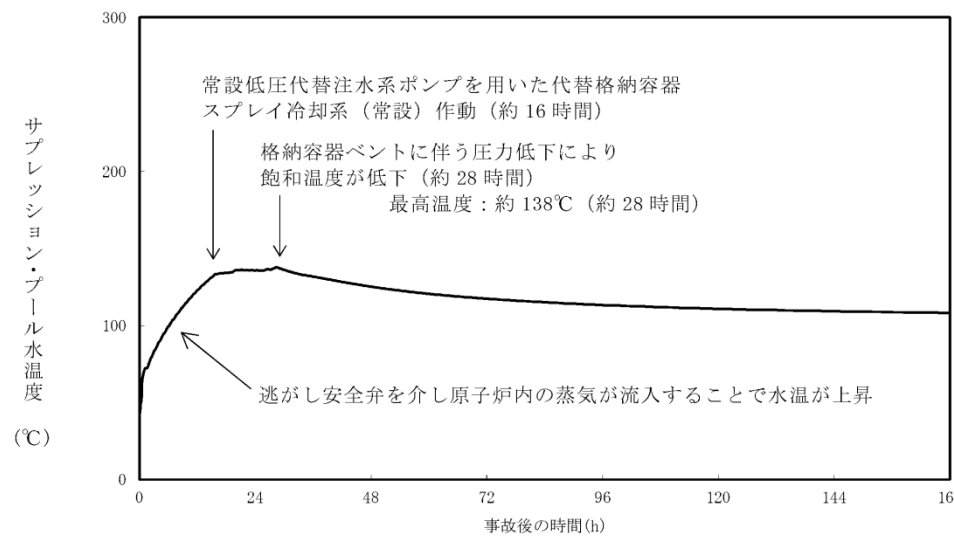
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.6-19 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.6-16 図 格納容器圧力の推移 (約 3.7cm²の破断)</p>	
<p>第 7.1.6-20 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p>第 2.6-17 図 格納容器気相温度の推移 (約 3.7cm²の破断)</p>	

10-7-1-458

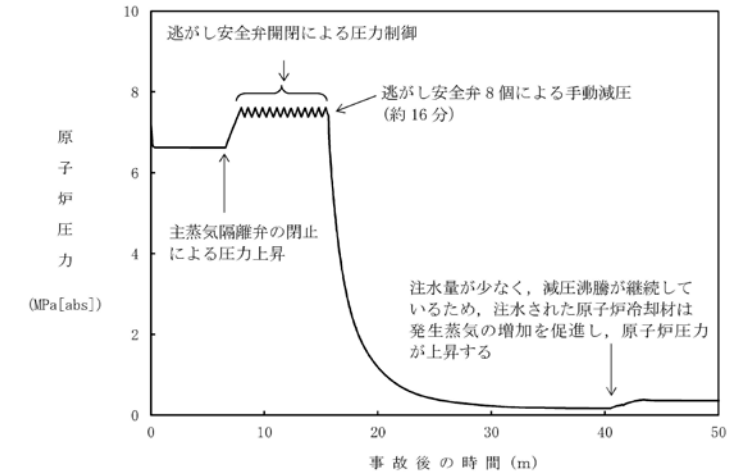
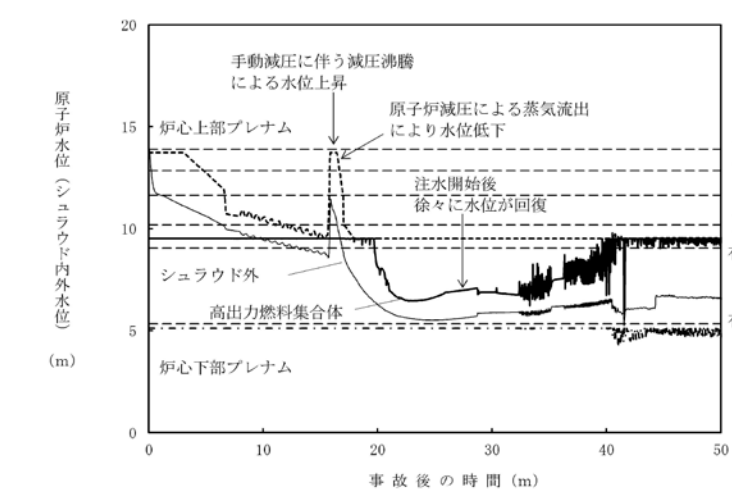
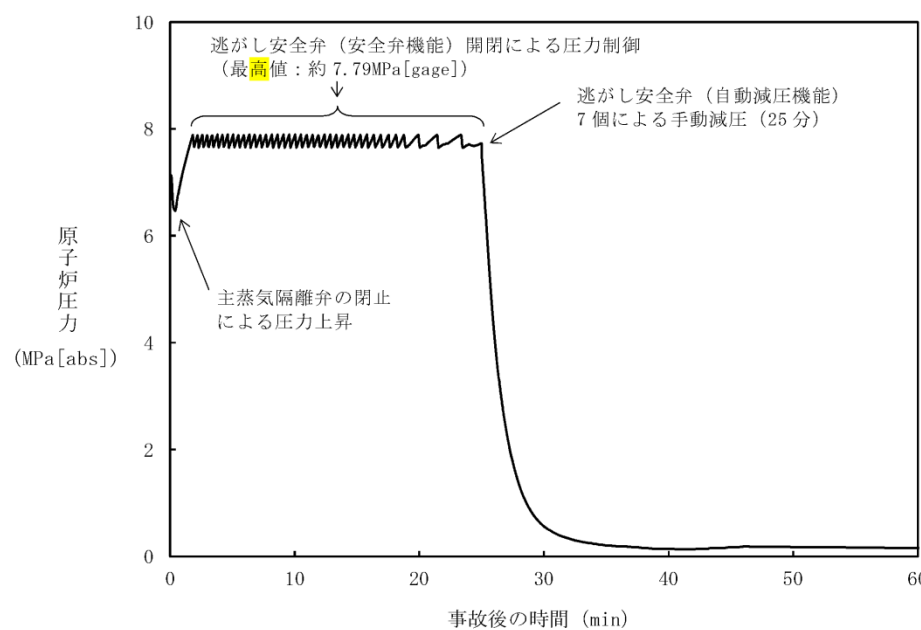
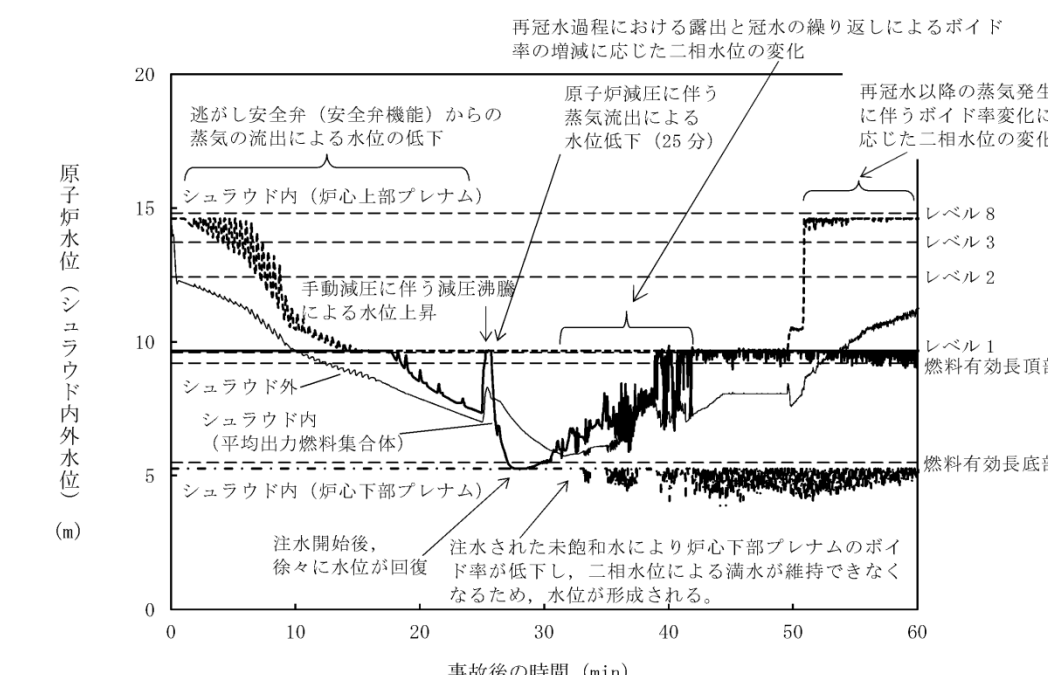
2.6-62

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

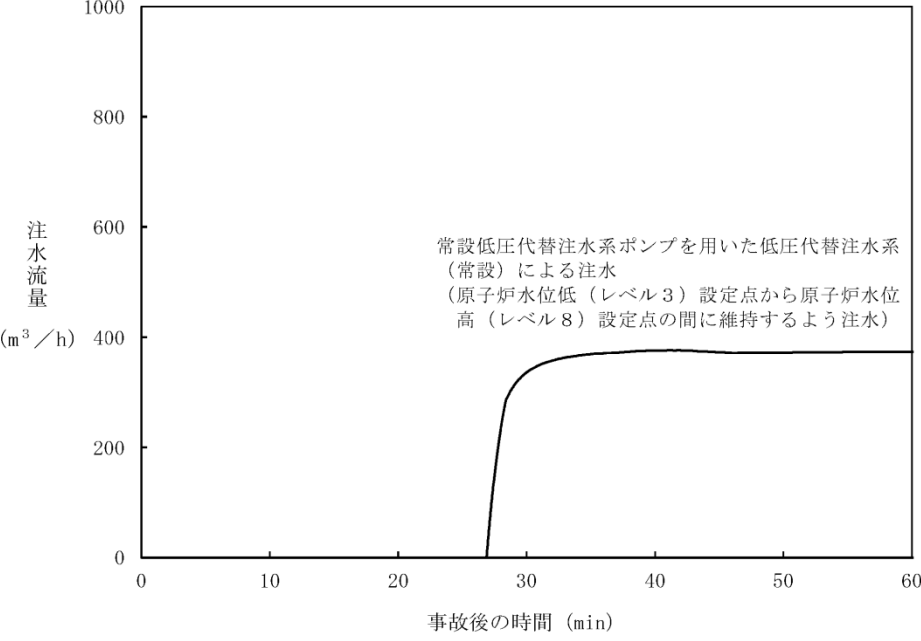
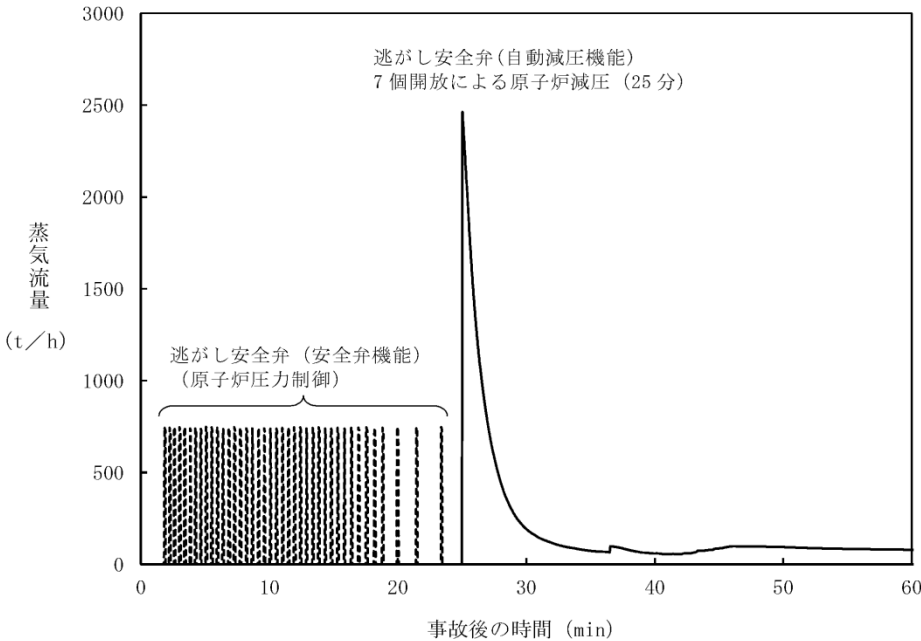
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.6-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>  <p>第 7.1.6-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p> <p>10-7-1-459</p>	 <p>第 2.6-18 図 サプレッション・プール水位の推移（約 3.7cm²の破断）</p>  <p>第 2.6-19 図 サプレッション・プール水温度の推移（約 3.7cm²の破断）</p>	

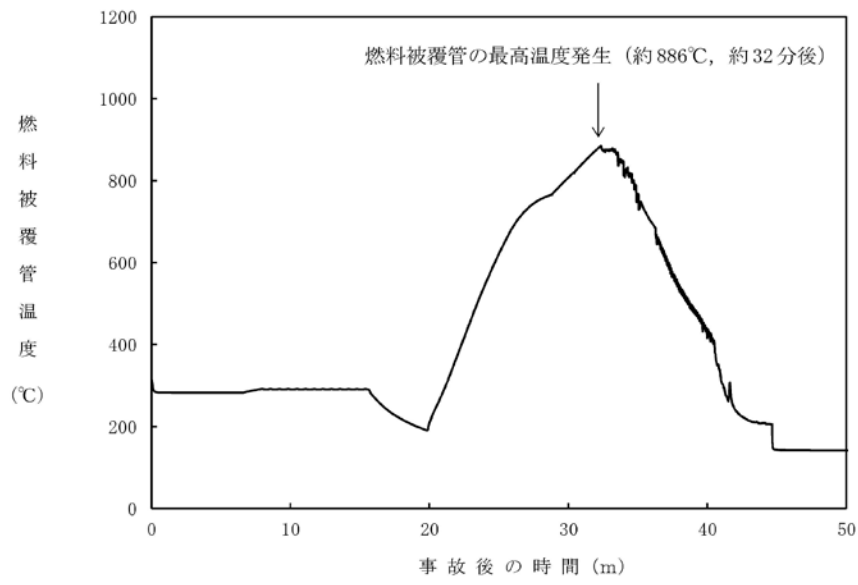
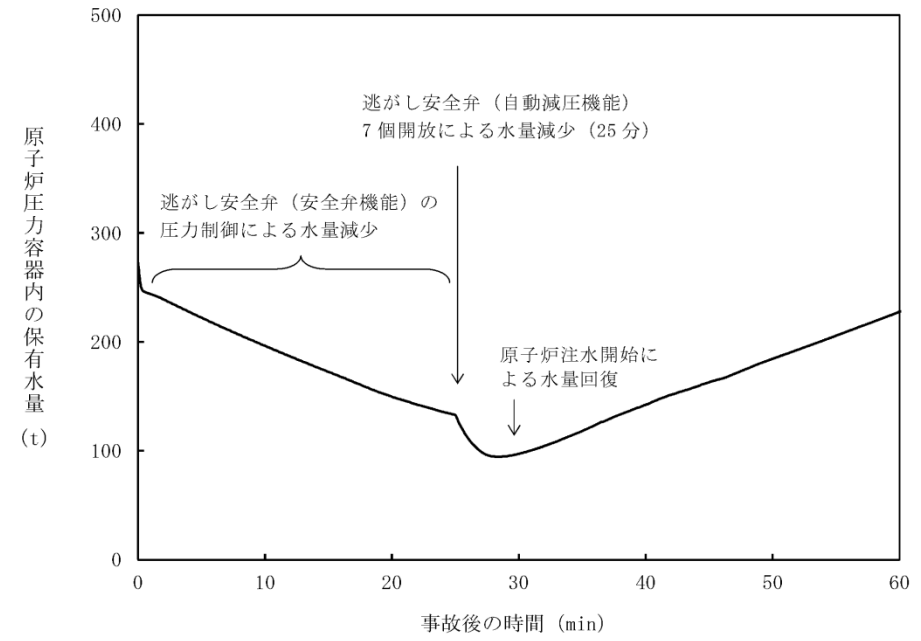
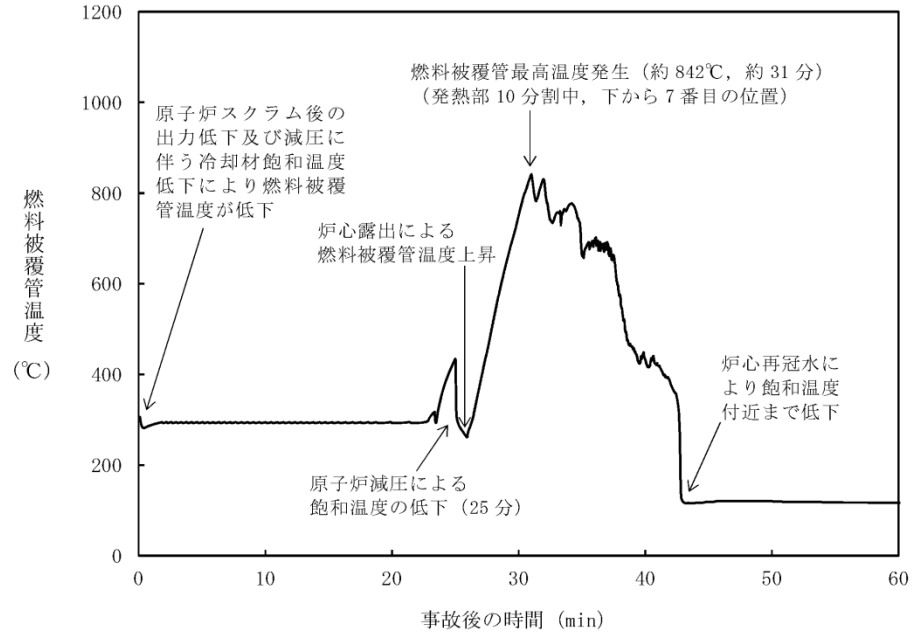
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.6-23 図 原子炉圧力の推移 (破断面積：5.6cm²)</p>  <p>第 7.1.6-24 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (破断面積：5.6cm²)</p> <p>10-7-1-460</p>	 <p>第 2.6-20 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm²の破断)</p>  <p>第 2.6-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm²の破断) ※</p> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p> <p>2.6-64</p>	<p>備考</p>

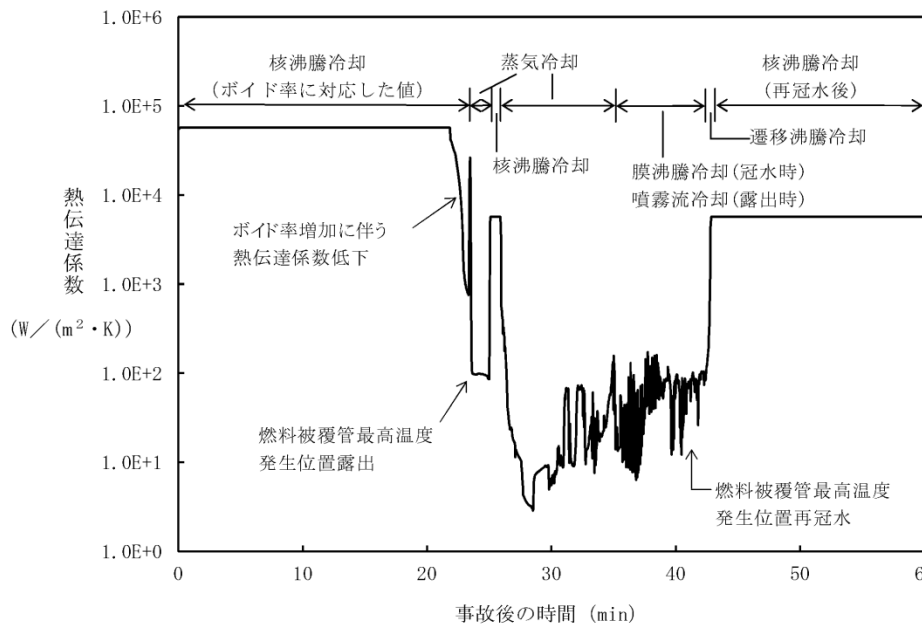
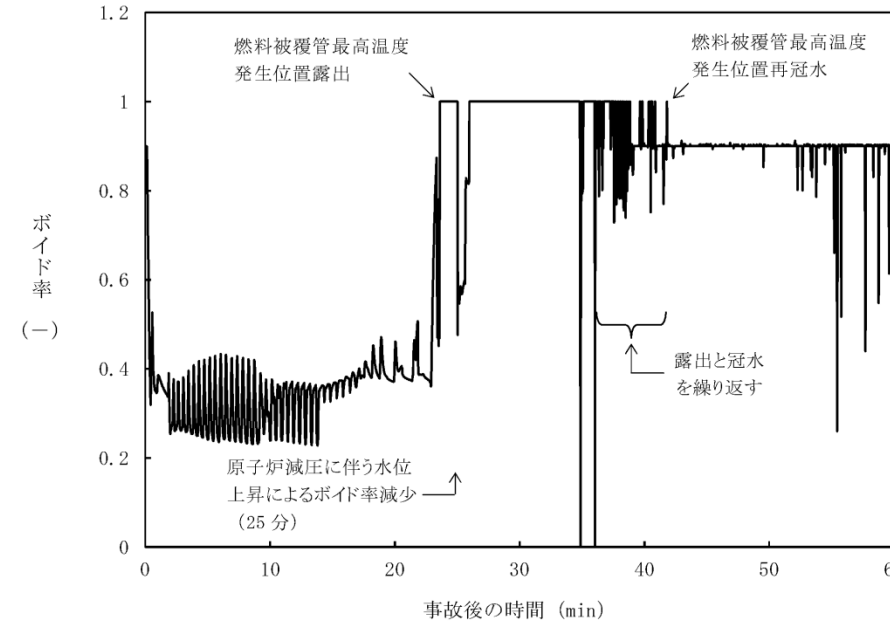
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水 （原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持するよう注水）</p> <p>第 2.6-22 図 注水流量の推移（約 9.5cm²の破断）</p>  <p>逃がし安全弁（自動減圧機能） 7個開放による原子炉減圧（25分）</p> <p>逃がし安全弁（安全弁機能） （原子炉圧力制御）</p> <p>第 2.6-23 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約 9.5cm²の破断）</p> <p>2.6-65</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>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：5.6cm²)</p>	 <p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個開放による水量減少 (25分)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の圧力制御による水量減少</p> <p>原子炉注水開始による水量回復</p> <p>第2.6-24図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約9.5cm²の破断)</p>  <p>燃料被覆管最高温度発生 (約842℃, 約31分) (発熱部10分割中, 下から7番目の位置)</p> <p>燃料被覆管温度 (℃)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>原子炉スクラム後の出力低下及び減圧に伴う冷却材飽和温度低下により燃料被覆管温度が低下</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度上昇</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (25分)</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9.5cm²の破断)</p> <p>2.6-66</p>	<p>備考</p>

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

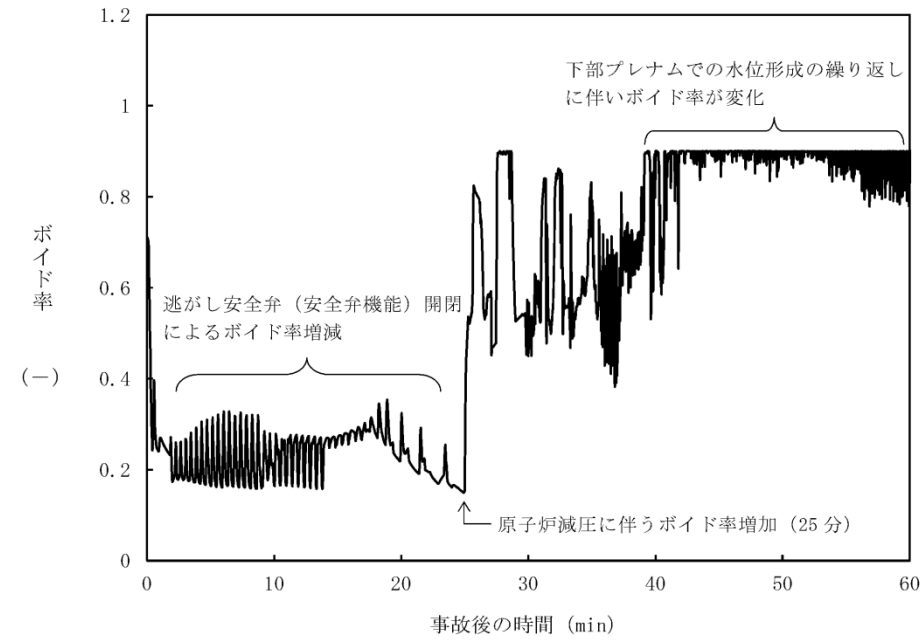
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
	 <p>第 2.6-26 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数 (約 9.5cm²の破断)</p>  <p>第 2.6-27 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率 (約 9.5cm²の破断)</p> <p>2.6-67</p>	

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

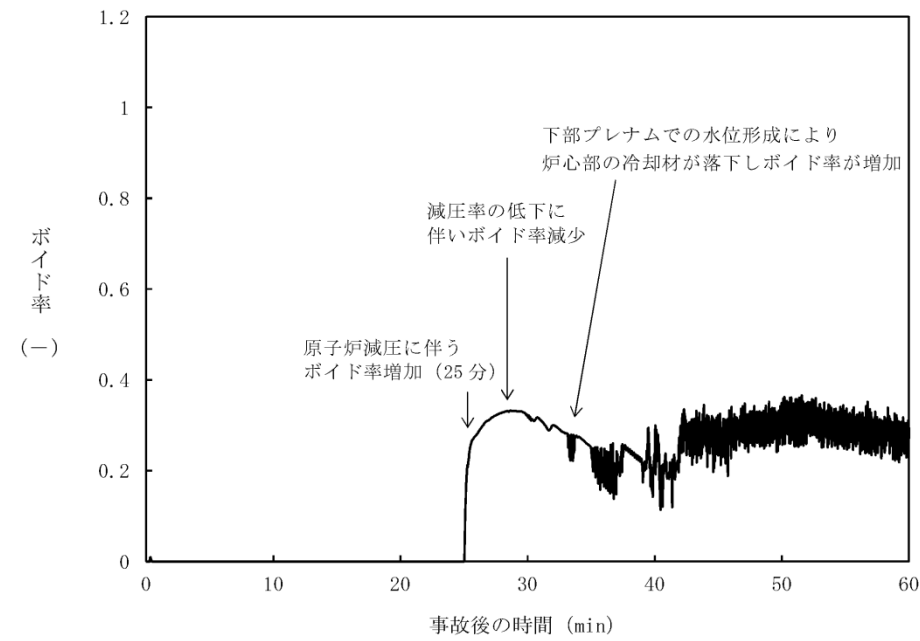
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 2.6-28 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移 (約 9.5cm²の破断)



第 2.6-29 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約 9.5cm²の破断)

2.6-68

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

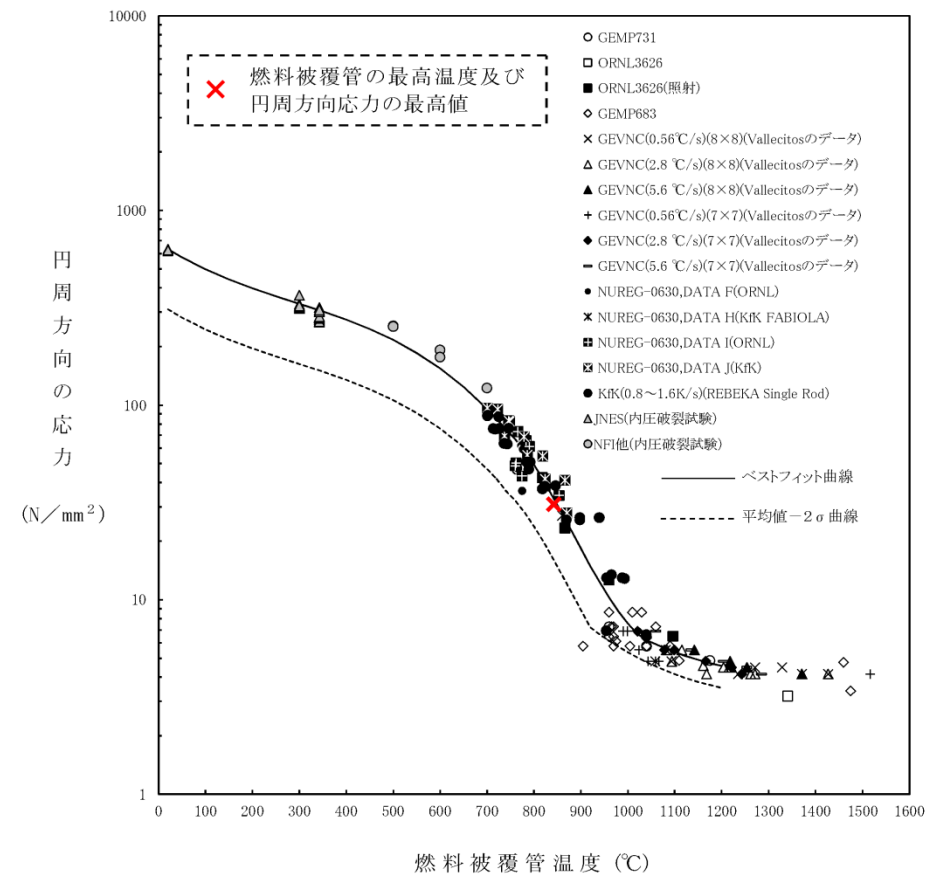
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第 2.6-30 図 破断流量の推移（約 9.5cm²の破断）</p>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 2.6-31 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 9.5cm²の破断)

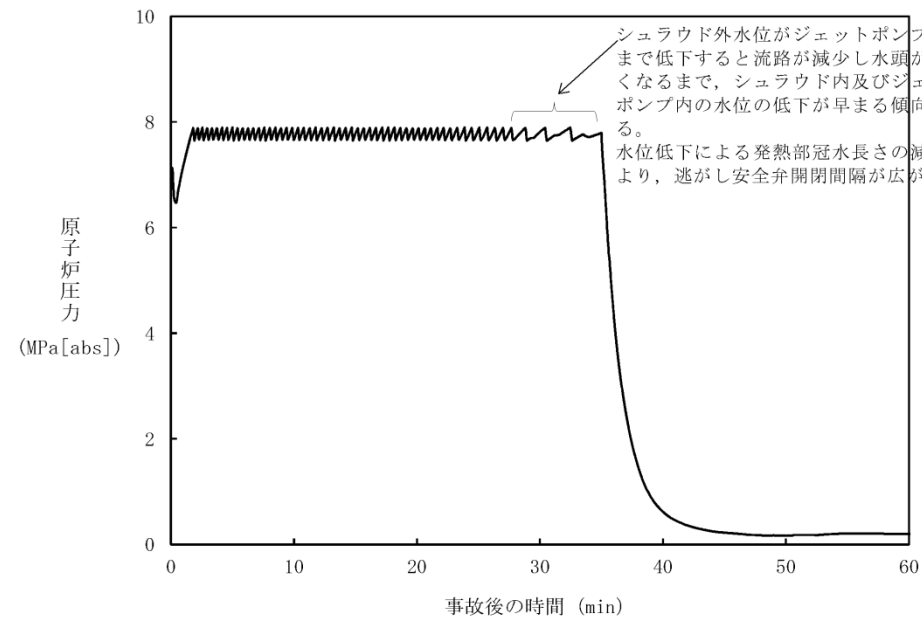
・東海第二においては、減圧遅れの感度解析を「LOCA時注水機能喪失」で、KK67 は、「高圧・低圧注水機能喪失」とした。

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

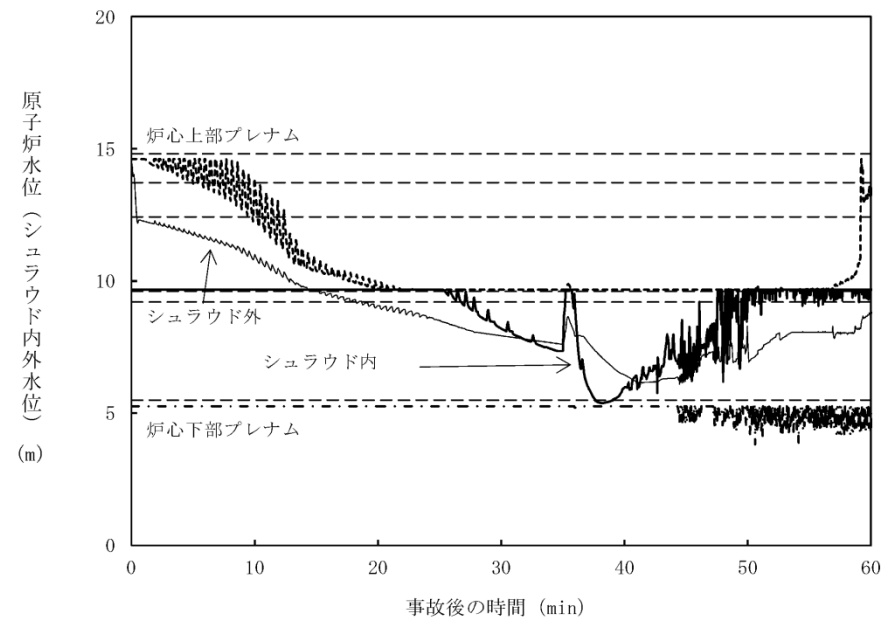
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 2.6-32 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)



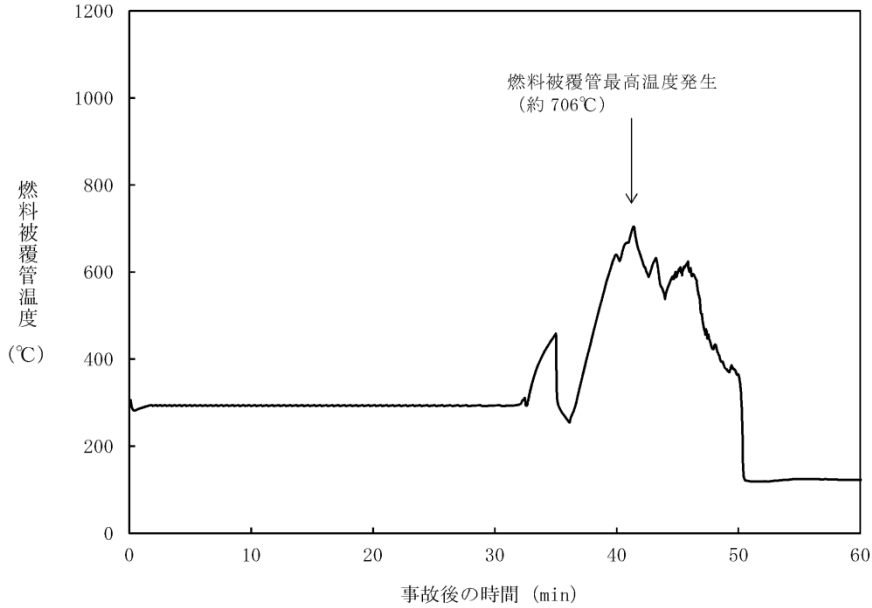
第 2.6-33 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移※ (遅れ時間 10 分)

※ 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。

2.6-71

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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 data-bbox="1380 934 2041 966">第 2.6-34 図 燃料被覆管温度の推移（遅れ時間 10 分）</p> <p data-bbox="1676 1774 1765 1795">2.6-72</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>7.1.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステムLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。</p> <p>このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって，最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>ここで，インターフェイスシステムLOCAが生じた際の状況を想定すると，原子炉を減圧した後，低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが，本事故シーケンスグループにおいては，低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず，高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また，残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却</p>	<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（以下「格納容器バイパス（ISLOCA）」という。）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）」のみである。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」は，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損し，原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，ISLOCAが発生することによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，ISLOCAに対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により，本事故シーケンスグループでは，健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏えい箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として</p>	<p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p>

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

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

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

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

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

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

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

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

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

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

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

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

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>(c) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系が原子炉水位低(レベル1.5)で自動起動し,727m³/h(0.69MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁 原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁(8個)を使用するものとし,容量として,1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p>	<p>(c) ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能) ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)は,原子炉水位異常低下(レベル2)信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(安全弁機能)にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また,手動による原子炉減圧操作には,逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を使用するものとし,容量として,1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下(レベル2)信号により自動起動し,136.7m³/h(原子炉圧力1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]において)の流量で原子炉へ注水する。原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)設定点まで回復した以降は,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の範囲に維持する。また,原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。</p> <p>(f) 低圧炉心スプレイ系 逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作後に,最小流量特性(0m³/h~1,561m³/h,注水圧力0MPa[dif]※~1.99MPa[dif]において)で原子炉へ注水するものとする。また,I S L O C A発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため,原子炉減圧後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が開始し,原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)設定点まで回復した1分後に注水を停止するものとし,残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の範囲に維持するものとする。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧(以下同様)</p> <p>(g) 低圧代替注水系(常設) 常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし,機器設計上の最小要求値である最小流量特性(注水流量:0m³/h~378m³/h,注水圧力:0MPa[dif]~2.38MPa[dif])を用いるものとする。また,運転手順に従い,I S L O C A発生時は隔離成功までの期間において,漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル2)以上で可能な限り低めに維持することから,評価上は,漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点以上に維持するものとする。また,隔離成功後は低圧炉心スプレイ系による内部水源の原子炉注水に切り替えることから,残留熱除去系の隔離に成功した1分後に注水を停止するものとする。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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）^{※1}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.7-6 図から第 7.1.7-11 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第 7.1.7-12 図から第 7.1.7-15 図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（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>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）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 15 分後に実施するものとする。なお、外部電源がない場合でも、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生の約 3 時間後から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して事象発生の 5 時間後に閉止操作が完了するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）[※]、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内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系ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。この後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止を試みるが、これに失敗す</p>	<p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない。</p>

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所への隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、原子炉水位低 (レベル 1.5) で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低 (レベル 1.5) で全閉する。</p> <p>事象発生 4 時間後、現場操作により高圧炉心注水系の破断箇所を隔離した後は、健全側の高圧炉心注水系により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。</p> <p>その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.7-12 図に示すとおり、初期値 (約 310℃) を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>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</p>	<p>るため、低圧炉心スプレイ系を起動し、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作を実施し、原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動し、隔離に成功するまでの期間は、外部水源による原子炉注水を実施する。</p> <p>事象発生 5 時間後に、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持する。</p> <p>高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧や原子炉注水により増減するが、炉心の冠水状態は維持されるため燃料被覆管温度が上昇することはない。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.7-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値 (約 309℃) 以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.7-4 図に示すとおり、逃がし安全弁 (安全弁機能) の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差 (0.3MPa 程度) を考慮しても、約 8.09MPa [gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa [gage]) を下回る。</p> <p>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧や破断箇所から原子炉建屋へ流出するものを除く蒸気がサブプレッション・プールへ流入することで上昇する。一方、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、事象開始から原子炉圧力容器内で発生した蒸気は全て格納容器内に流入し続けることを想定し評価しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値は、それぞれ約 0.25MPa [gage] 及び約 136℃にとどまる。このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) 及び 200℃を下回る。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p> <p>第 2.7-5 図に示すように、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され、常設低圧代</p>	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備 考
<p>冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心注水系の破断箇所を隔離し、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合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、</p>	<p>替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水が維持される。その後、現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施し、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、高温停止状態での安定状態が確立する。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p> <p>安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す (1) から (4) の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、I S L O C Aにより原子炉冷却材の漏えいが発生するため、原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えいを抑制すること及び漏えい箇所の隔離を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると操作として、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作) 及び現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高め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</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>原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</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めに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることないことから、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>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>(添付資料 2.7.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・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</p>	

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

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

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

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、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</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が、異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、操作が遅れた場合でも原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。</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 2.7.5)</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</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>響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.7.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源 インターフェイスシステム LOCA 発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約100m³となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、流出量は合計約200m³となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサプレッション・チェンバに約3,600m³の水を保有しており、高圧炉心注水系による原子炉注水は、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。 6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>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 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり12名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 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 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約490m³の水が必要となる。 水源として、代替淡水貯槽に4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない。7日間の対応が可能である。 原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはない。7日間の対応が可能である。 (添付資料 2.7.6)</p> <p>b. 燃 料 外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から7日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）については約141.2kL、合計で755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による7日間の電源供給の継続が可能である。 (添付資料 2.7.7)</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.7.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</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（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心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>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.7.8)</p> <p>2.7.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」では、ISLOCAの発生により原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」の重要事故シーケンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。</p>	<p>重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。</p>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

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

判断及び操作	手順	常設設備	有効性評価上期待する事故対応設備	可搬型設備	計装設備
インターフューエイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、蒸気設計部分と低圧設計部分のインターフューエイスとなる配管のうち、隔離弁の閉鎖失敗等により低圧設計部分が過圧され破損することで、インターフューエイスシステム LOCA が発生する。破損箇所から原子炉冷却材が漏れ出すことにより、原子炉建屋プロローグアウトバネが膨張する。	原子炉隔離時冷却系 【軽油タンク】	原子炉建屋プロローグアウトバネ	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】	—	—	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) 原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機絶縁失敗後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	—	原子炉水位 (SU) 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)
インターフューエイスシステム LOCA 発生確認	原子炉水位及び原子炉注水圧力の低下により LOCA 警報を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事故であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇(破断面積が大きくなる)を確認し、運転員が対応なしに低下傾向を示す場合(ある)により低圧設計部分が破損したことを確認し、インターフューエイスシステム LOCA が発生したことを確認する。	—	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SU) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を承認するが、高圧炉心注水隔離弁の閉鎖作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急減圧する。	逃がし安全弁	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA)
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル1.5)で緊急停止の蒸気炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)

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

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

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

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

前ページと同じ

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

判断及び操作	手順	常設設備	有効性評価上期待する事故対応設備	可搬型設備	計装設備
インターフューエイスシステムLOCA発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと検知された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の閉鎖失敗等により低圧設計部分が遮断され遮断することで、インターフューエイスシステムLOCAが発生する。遮断箇所から原子炉冷却材が漏れ出すことにより、原子炉建屋ローアークロフトパネルが開放する。	原子炉建屋ローアークロフトパネル	原子炉建屋ローアークロフトパネル	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力監視モニター 起動領域モニター
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機絶縁故障後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	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)
インターフューエイスシステムLOCA発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇（確認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遮断されたことを確認し、インターフューエイスシステムLOCAが発生したことを確認する。	—	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の開操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、格納容器からの漏えい量を抑制するため原子炉を急減圧する。	逃がし安全弁	—	—	原子炉圧力 (SA)
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低レベル1)で緊急全弁の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、格納容器からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)

【】：重大事故等対応設備（設計基準記録）
 ■：有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-323

東海第二発電所

備考

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが、これに失敗する。 残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、レグ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*
低圧炉心スプレイレイ系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作の失敗後、中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイレイ系を起動する。 外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。 	低圧炉心スプレイレイ系* サブレッシュジョン・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	低圧炉心スプレイレイ系ポンプ吐出圧力*
逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧炉心スプレイレイ系の起動操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の自動開放により、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用空素供給系 高圧空素ポンベ	—	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA発生を確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

2.7-28

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）運転	原子炉減圧操作によりサブプレッション・チェンバ・プールの水温度が35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）】	—	サブプレッション・チェンバ・プールの水温度 【残留熱除去系系統流量】
現場操作での高圧炉心注水系統隔離操作	燃料室所からの漏えい抑制を確認し、現場操作により高圧炉心注水系統の隔離操作を実施し、高圧炉心注水系統を隔離する。	【高圧炉心注水系統】	—	高圧炉心注水系統流量 高圧炉心注水系統流量
高圧炉心注水系統隔離後の水位維持	高圧炉心注水系統の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系統により、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】	—	高圧炉心注水系統流量 高圧炉心注水系統流量 サブプレッション・チェンバ・プールの水位

【1】：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 ）における重大事故対策について（3/4）

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

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.7-29

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

前ページと同じ

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

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	原子炉急減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水位が35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード)】	サブプレッション・チェンバ・プールの水温度 【残留熱除去系系統流量】
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	燃料貯蔵所からの漏えい抑制を確認し、現場操作により高圧炉心注水系隔離操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。	【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 (レベル 3) から原子炉水位 (レベル 8) の間で維持する。	【高圧炉心注水系】	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プールの水位

【 1 】：重大事故等対処設備 (設計基準比準)

10-7-1-324

東海第二発電所

備考

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。	残留熱除去系注入弁*	-	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉水位の調整操作 (低圧炉心スプレイス)	・残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイスにより原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間で維持する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。	低圧炉心スプレイス* サブプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 低圧炉心スプレイス系流量*
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による冷温停止操作	・残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え、冷温停止状態とする。	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)* 残留熱除去系海水系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	-	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	-	-	-

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

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)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)) (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 [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下スカーター下 端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

10-7-1-325

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gauge]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下スカーター下 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、その他の核的的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなく燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd/t 以下となるよう燃料を配置する。)

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）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

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

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

10-7-1-326

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

2.7-32


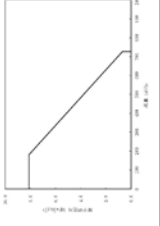
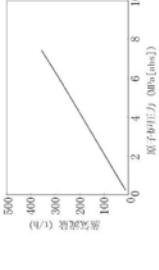
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

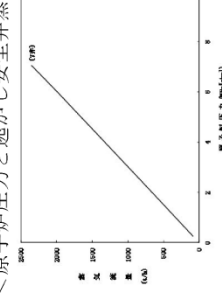
第7.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA) (3/4))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間：2.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開 することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの 蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づ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 (ISLOCA)) (3/6)

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

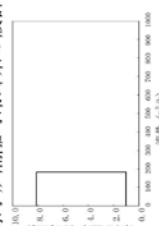
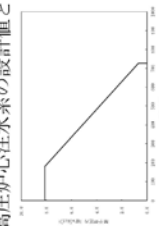
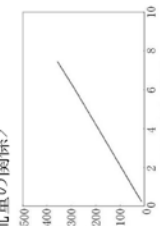
重大事故等対策に関連する機器条件

2.7-33

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

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

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

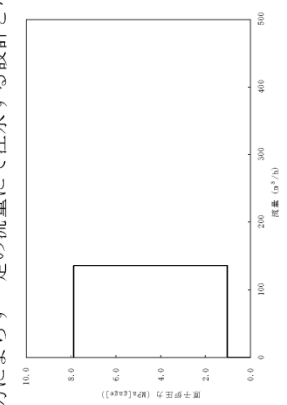
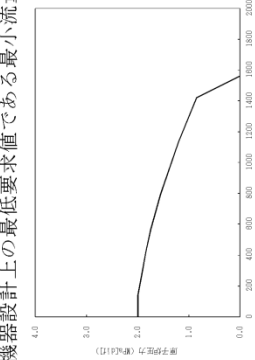
重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-327

東海第二発電所

備考

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (4/6)

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

2.7-34

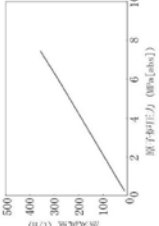
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

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

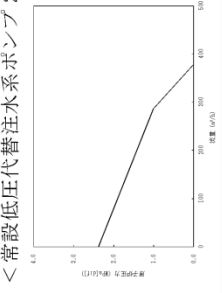
項目		主要解析条件		条件設定の考え方	
原子炉スクラム信号		炉心流量急減 (遅れ時間：2.05 秒)		安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
原子炉隔離時冷却系		原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水		原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	原子炉隔離時冷却系による注水特性
高圧炉心注水系		原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa[diff]において) にて注水		高圧炉心注水系の設計値として設定	高圧炉心注水系ポンプ1台による注水特性
逃がし安全弁		自動減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

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) 設定点まで回復した以降に、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点以上に維持 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の1分後に注水停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台) ・注水流量：0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力：0MPa[diff]~2.38MPa[diff]	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>



2.7-35

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件 逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 15 分後	インターフェースシステム LOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後	破断面積 10cm ² のインターフェースシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

10-7-1-328

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

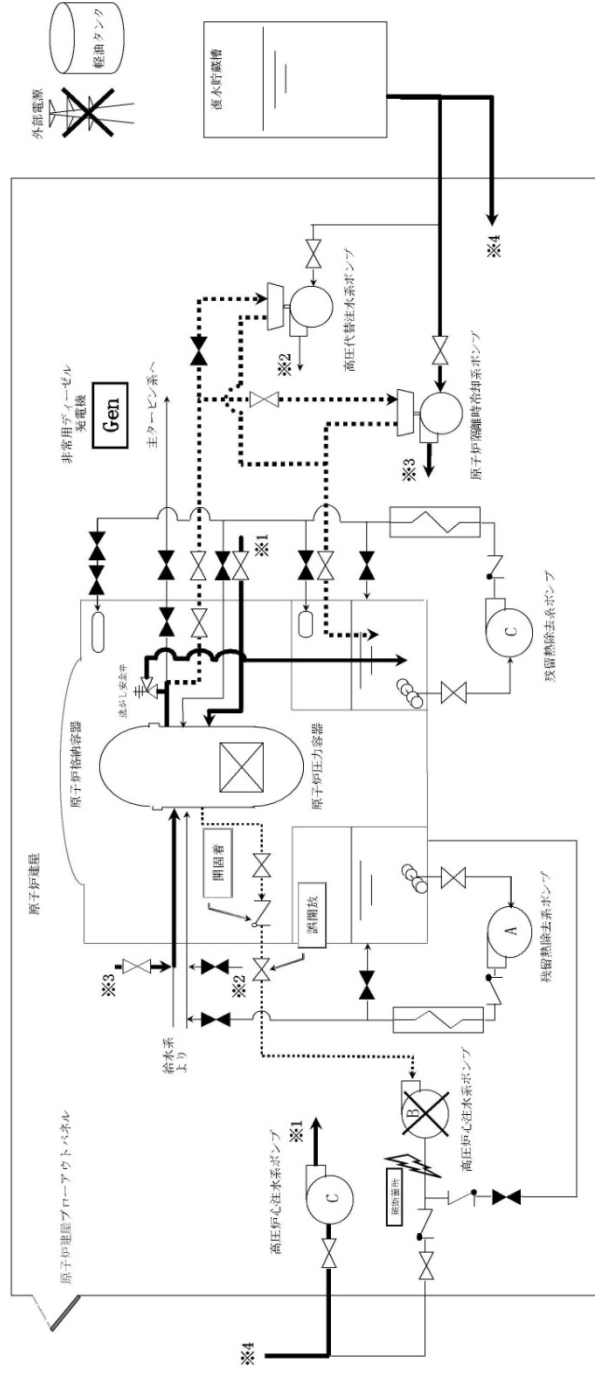
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件 逃がし安全弁(自動減圧機能)の手动による原子炉減圧操作(低圧炉心スプレイスによる原子炉注水操作)	事象発生から 15 分後	運転手順に基づき、I S L O C A の発生を確認し、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に、原子炉圧力容器からの漏えいを抑制するために実施することから、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイスの起動操作及び逃がし安全弁(自動減圧機能)の手动による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から 5 時間後	原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生約 3 時間後から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して 5 時間後に閉止操作が完了するものとして設定

2.7-36

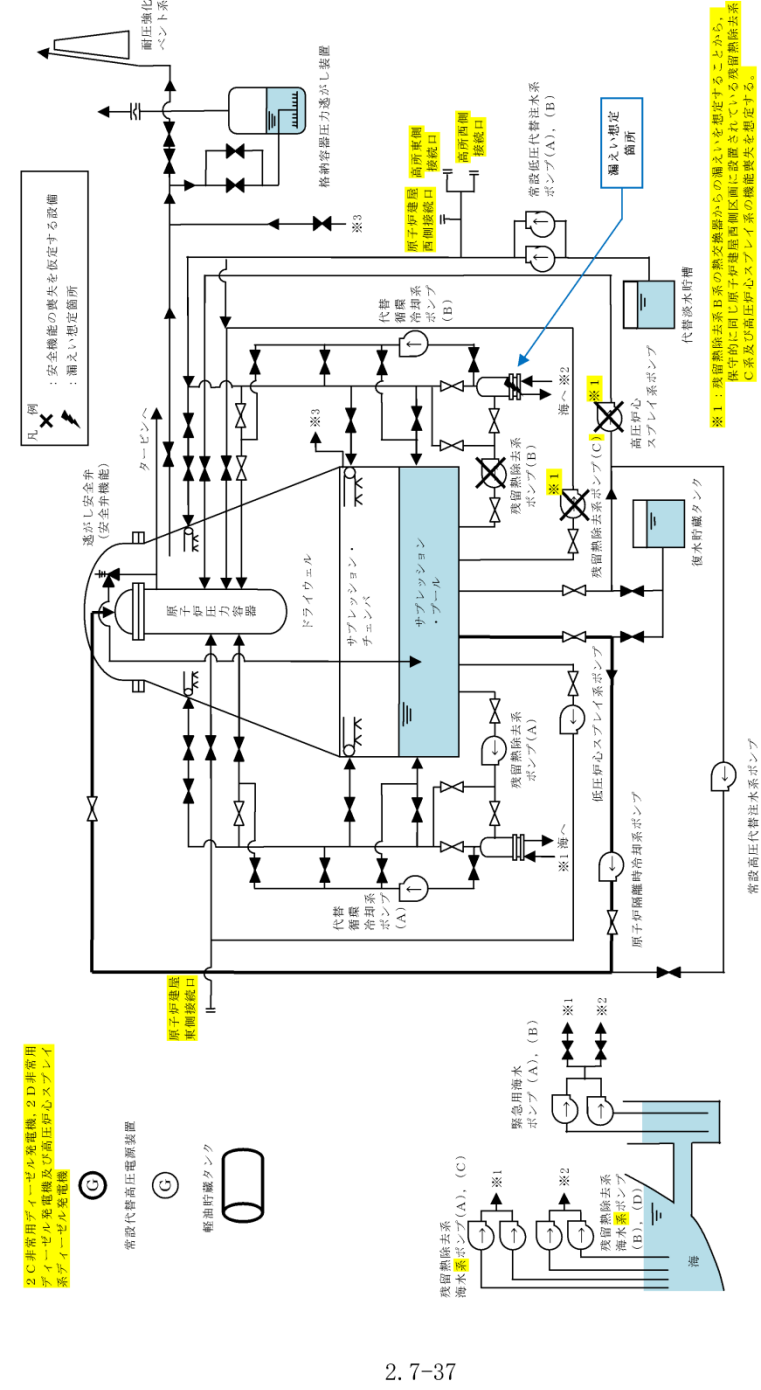
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



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

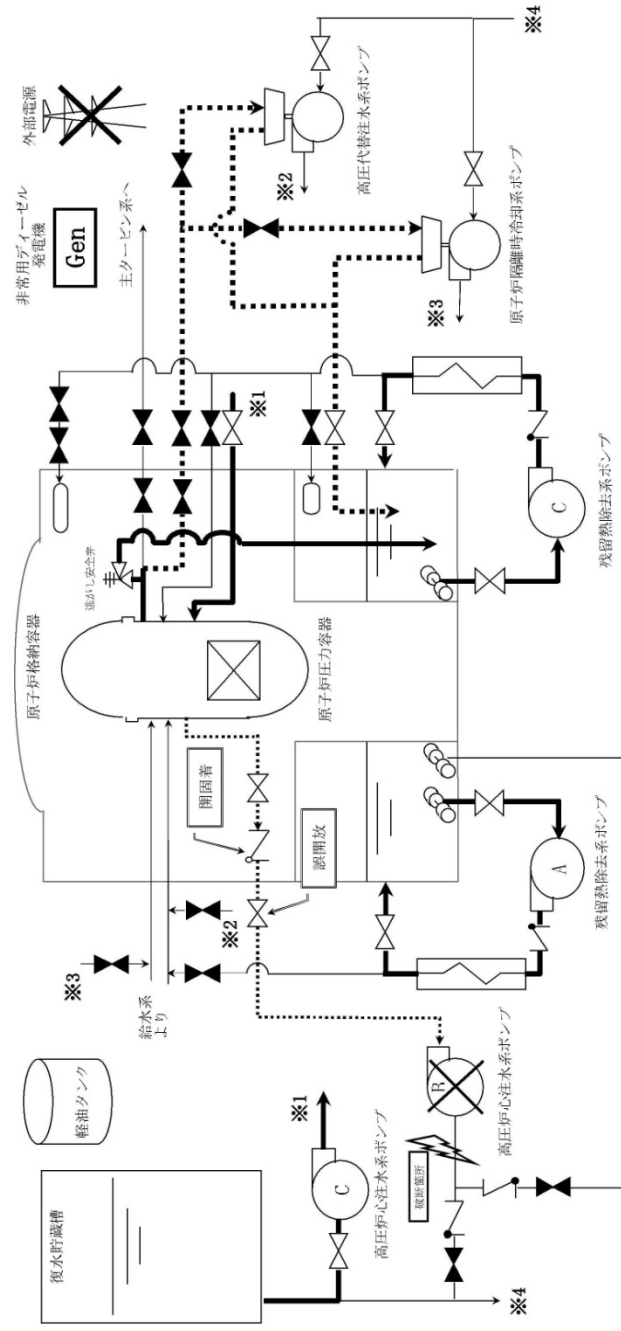


第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

2.7-37

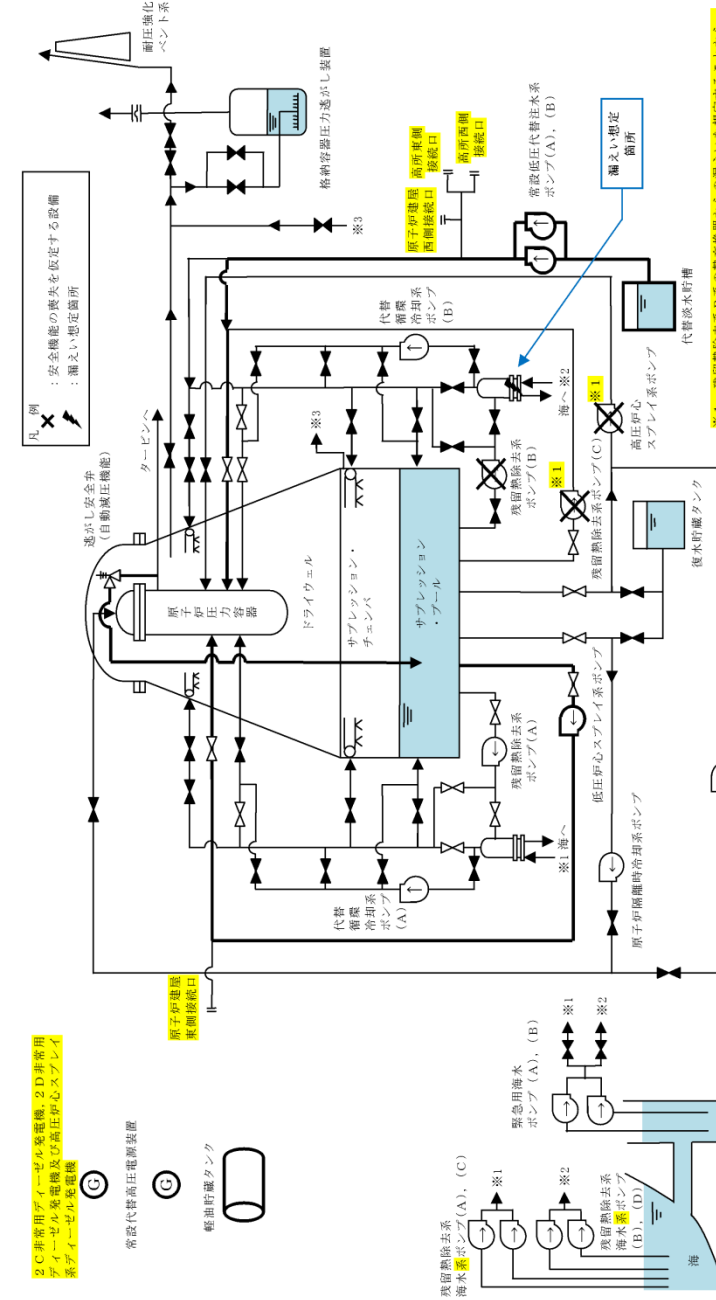
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



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

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)

2.7-38

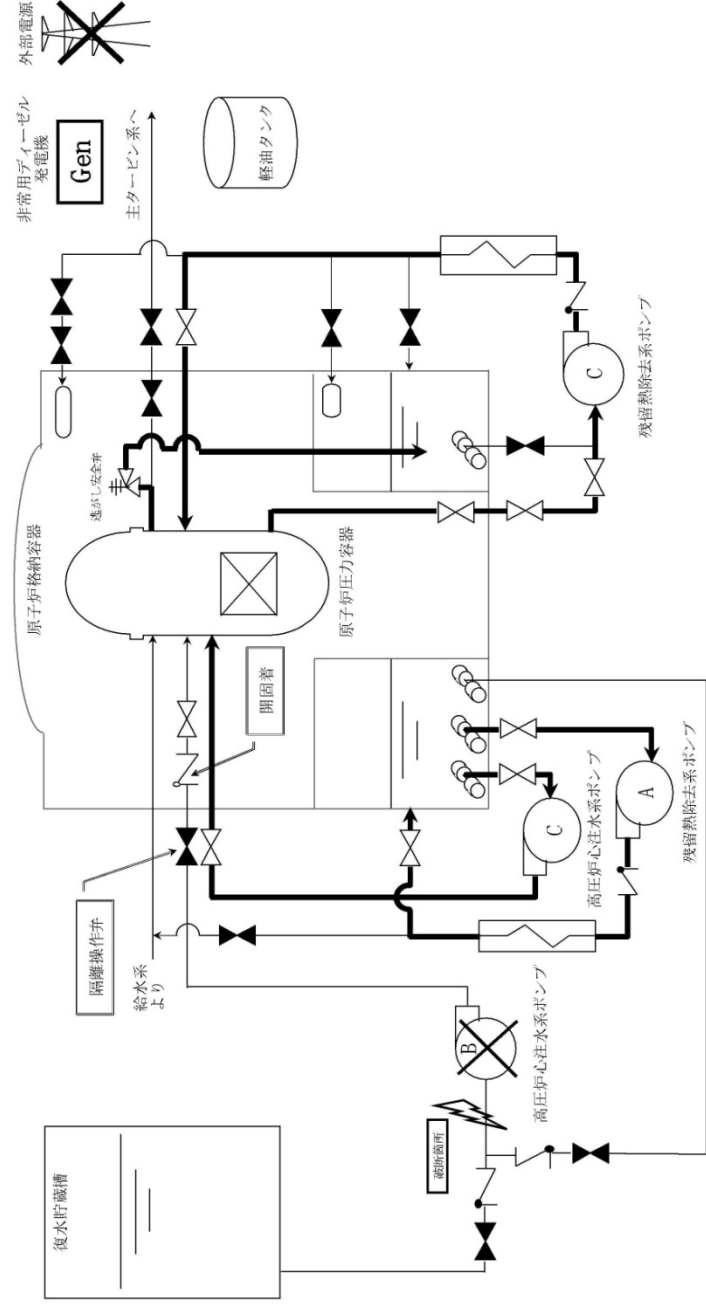
備考

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

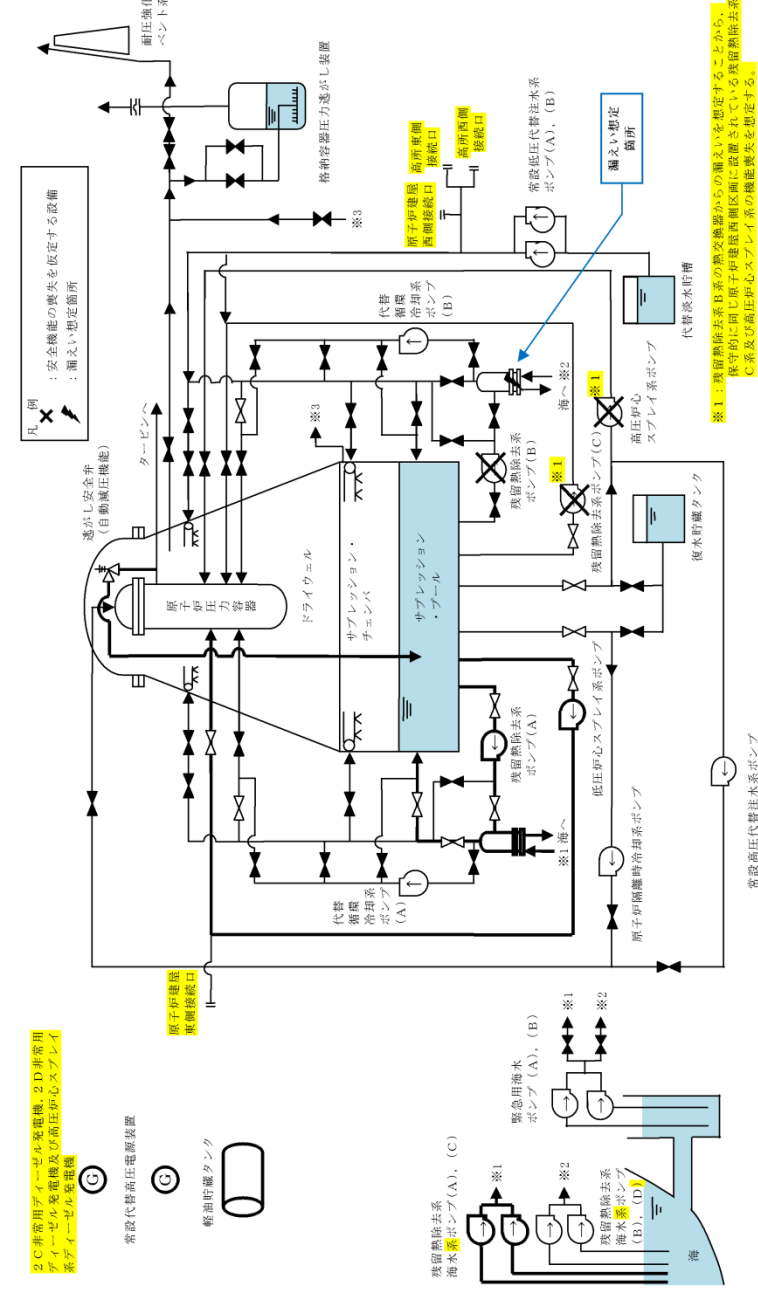
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考



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

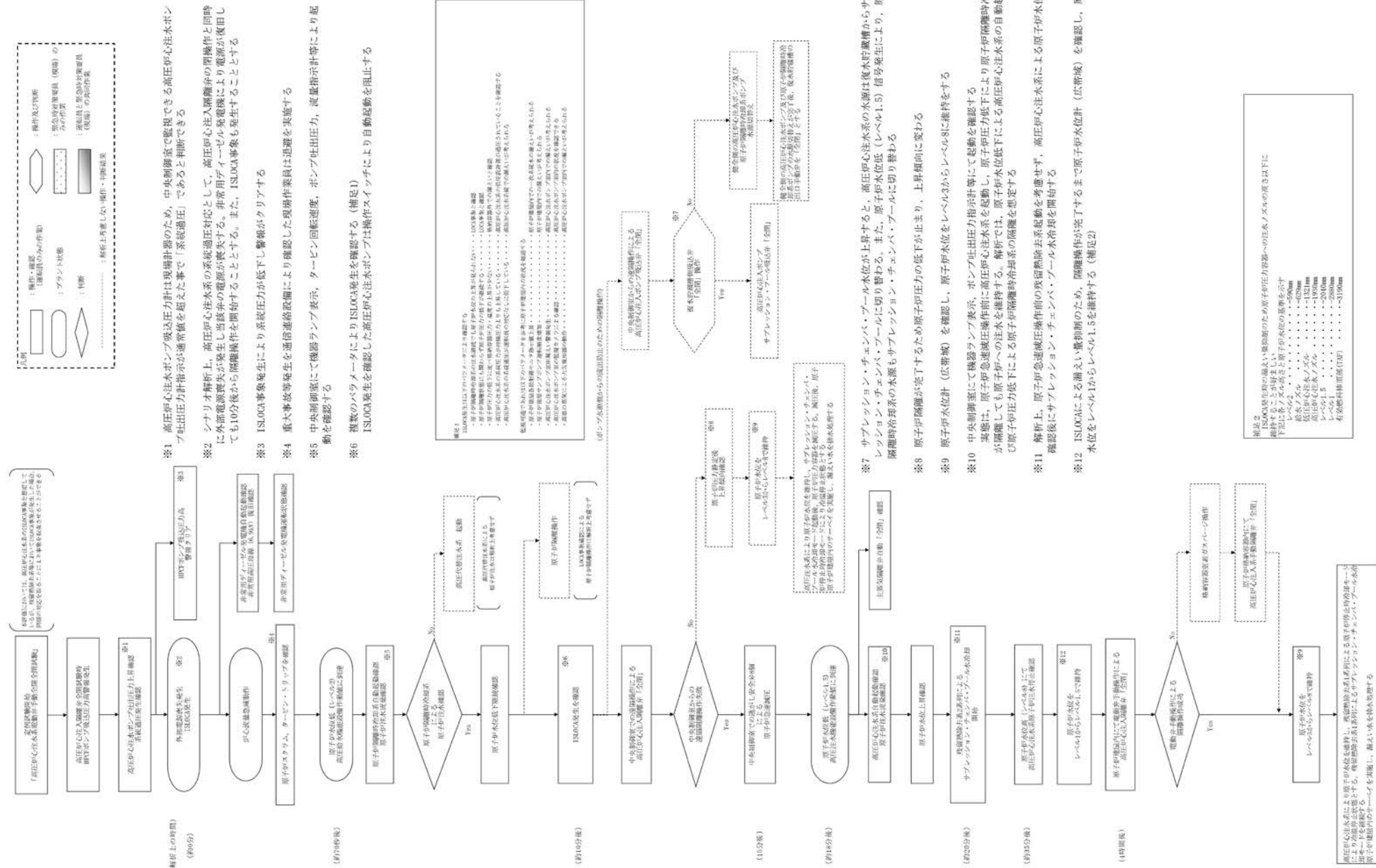


第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (隔離成功後の低圧炉心スプレイス系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)

2.7-39

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

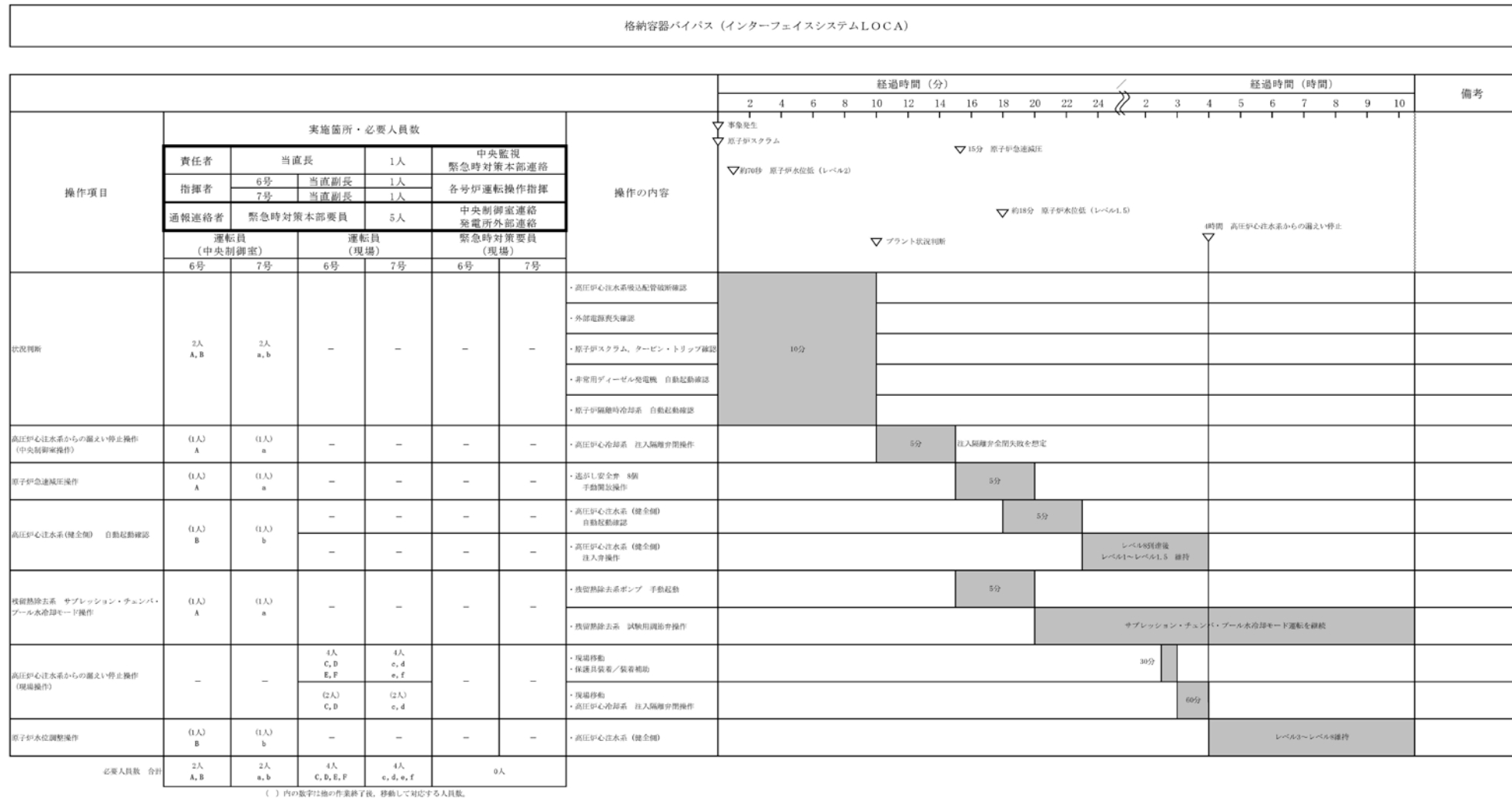
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所	備考
<div data-bbox="148 987 296 1449" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>本評価においては、残留熱除去系B系のISLOCA事象を想定しているが、残留熱除去系A系等においてISLOCA事象が発生した場合でも、同様に対応を取ることにより事象を収束することができる。なお、残留熱除去系A系におけるISLOCAを想定し、保守的に原子炉建屋東側に設置されている機器の機能喪失を想定する場合、原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイス系に代わり、高圧炉心スプレイス系を使用する。</p> </div> <div data-bbox="178 304 385 630" style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> 操作・確認 (運転員) アラート状態 (解析) 解析上考慮しない操作 重大事故等対応要員 (現場) 運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業 </div> <div data-bbox="415 304 1958 1869"> <p>定期試験開始「残留熱除去系B系電動弁作動試験」</p> <p>残留熱除去系B系注入弁全開試験時 R/R PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LO 警報発報</p> <p>ISLOCA発生 (給水流速/全喪失*)</p> <p>原子炉水位低 (レベル3) 設定点到達</p> <p>原子炉スクラムの確認**</p> <p>原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点到達</p> <p>原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認**</p> <p>ISLOCA発生の確認**</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</p> <p>成功</p> <p>低圧炉心スプレイス系の起動操作**</p> <p>速がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作**</p> <p>原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))</p> <p>残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール冷却) によるサブプレッジョン・プールの冷却操作**</p> <p>現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作</p> <p>原子炉水位の調整操作 (低圧炉心スプレイス系)</p> <p>低圧炉心スプレイス系により原子炉水位を維持し、残留熱除去系によるサブプレッジョン・プール冷却を継続する。その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、高温停止状態とする。</p> <p>失敗</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作**</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作</p> <p>タンクローリによる燃料給油操作</p> <p>使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>※1 評価上は給水流速の全喪失を想定している。 ※2 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。 ※3 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて高圧炉心スプレイス系も自動起動するが、評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイス系の機能喪失を想定している。 ※4 中央制御室にて、機器ランプ表示、自動起動警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。 ※5 複数のパラメータによりISLOCAの発生を確認する (補足1)。 ※6 原子炉水位変動の変化、残留熱除去系の吐出圧の変化、原子炉建屋床下ドレンサンポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。 ※7 ISLOCA発生時は、外部水源の原子炉注水系統を確保するため、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) を起動する。外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用待機受電機操作を実施する。 ※8 原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は、漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイス系等を起動し低圧で注水可能な系統を確保する。 ※9 ISLOCA発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は、低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上を確保した後に漏えい抑制のための原子炉を減圧する。 ※10 残留熱除去系の弁の閉止操作は、原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力を下回る圧力であるSMPL (Level) 以下まで低下した後に実施する。 ※11 ISLOCA発生時は、隔離操作が完了するまでの間、漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低下 (レベル2) にて高圧炉心スプレイス系の自動起動信号、主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ、運転手前に従い原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。(補足2) ※12 燃料容器バイパス事象であるが、漏えい抑制のための原子炉減圧等に併いサブプレッジョン・プール水温が32℃を超える場合は、残留熱除去系によるサブプレッジョン・プール冷却を実施する。 ※13 残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は、原子炉注水を低圧炉心スプレイス系に切り替え、原子炉水位を原子炉水位 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。</p> </div> <div data-bbox="1840 304 1958 1029" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【有効性評価の対象としていないが他に取れる手段】</p> <p>技術基準上の全ての要求事項を満たすことと全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替簡易冷却系、制御用電動冷却系、ほう水注入系、消火系、補給水及び可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。</p> </div> <div data-bbox="2047 304 2270 1029" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>補足2</p> <p>ISLOCAの発生時は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上を維持しつつ、漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル3) 約 1.372m 原子炉水位異常低下 (レベル2) 約 1.243m 高圧炉心スプレイス系注水ノズル 約 1.217m 低圧炉心スプレイス系注水ノズル 約 1.217m 原子炉水位異常低下 (レベル1) 約 1.117m 残留熱除去系注水ノズル 約 0.960m 燃料容器長尺頂部 約 0.920m <p>(原子炉圧力容器底部を 0m とした相対高さを示す)</p> </div> <div data-bbox="2047 1092 2389 1869" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>補足1</p> <p>ISLOCAの発生は、隔離弁等の開閉作業実施時に以下のパラメータにより確認する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 弁操作を実施した系統の圧力変動 (残留熱除去系ポンプ吐出圧力) 主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続 (原子炉水位 (広帯域、S.A.燃料域、燃料域、S.A.燃料域)、原子炉隔離時冷却系系統流量) <p>監視可能であれば、以下のパラメータによる情報も助長し総合的にISLOCA発生を確認する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 系統高圧警報 (RR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等) 発報 区画浸水警報 (RR Rk AREA FLOODING 等) 発報 区画温度上昇警報 (RR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等) 発報 火災警報発報 原子炉建屋内空間除塵器上昇警報 (R/B AREA RADIATION HIGH) 発報 原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報 (DUST MONITOR SYS ABNORMAL) 発報 主蒸気流量と給水流速とのミスマッチ発生 原子炉建屋内異常漏えい警報 (R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH, R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等) 発報 原子炉建屋機器ドレンタンク温度高 (R/B ED SUMP TEMP HIGH) 発報 トワイウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない </div>	<p>備考</p> <p>第2.7-2図 格納容器バイパス (ISLOCA) の対応手順の概要</p> <p>2.7-40</p>

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



第 7.1.7-5 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 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

東海第二発電所					格納容器バイパス（ISLOCA）										備考	
作業項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間										備考	
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	0	10	20	30	40	50	60分	2	3		4
操作項目	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 プラント状況判断 約15分 原子炉減圧開始 約17分 原子炉圧力3MPa[gage]到達 約5時間 残留除去系からの漏えい停止											
補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐													
指揮者等	災害対策要員 （指揮者等）	1人	初期での指揮 （現場内外連絡）													
当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）														
状況確認	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量喪失の確認 ●ISLOCA発生の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び過がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
中央制御室における残留除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●残留除去系の注入弁の閉止操作（失敗） ●残留除去系のレダシールポンプの停止操作 	2分											
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線受電操作	4分											
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系の起動操作	2分											
過がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●過がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放操作	1分											
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分											
残留除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-	●残留除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	6分											
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）以上で可能な限り低めに維持											
中央制御室における残留除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	●残留除去系熱交換器出入口等の閉止操作、失敗原因調査	適宜実施										解析上考慮しない	
現場における残留除去系の注入弁の閉止操作	-	3人 C, D, E	1人 a	<ul style="list-style-type: none"> ●防護具着脱/整備補助 ●残留除去系の注入弁閉止操作のための現場移動 ●残留除去系B系の注入弁の閉止操作 	115分										移動：67分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟地上3階（放射線防護具着脱含む）） 現場隔離操作：48分（操作対象1箇：原子炉建屋地上3階）	
原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）	【1人】 B	-	-	●低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持											
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 	適宜実施										解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する	
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	1人 a											20分 15分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する	

第2.7-3図 格納容器バイパス（ISLOCA）の作業と所要時間

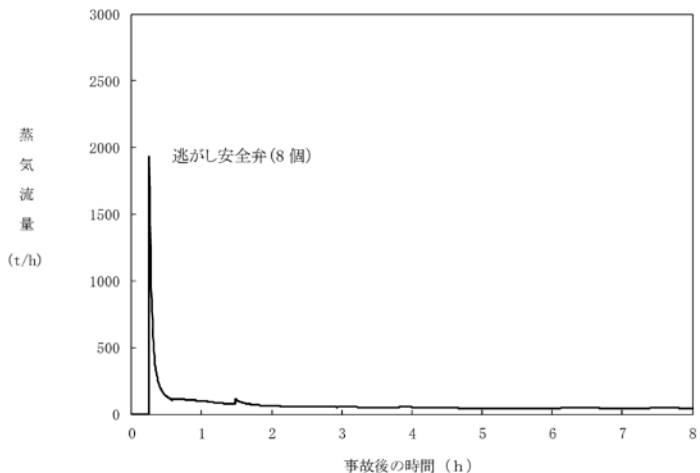
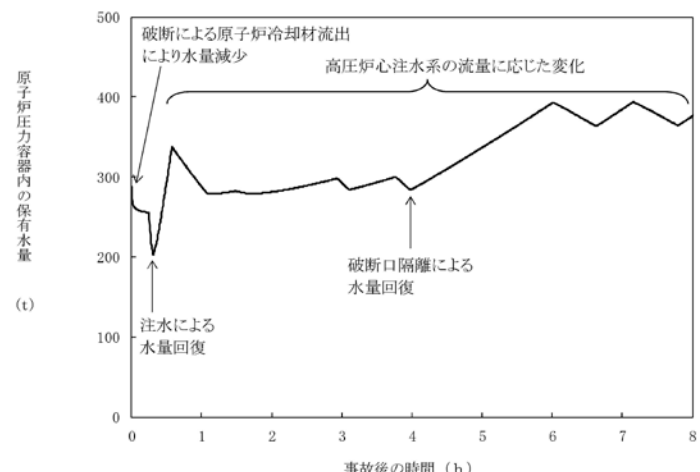
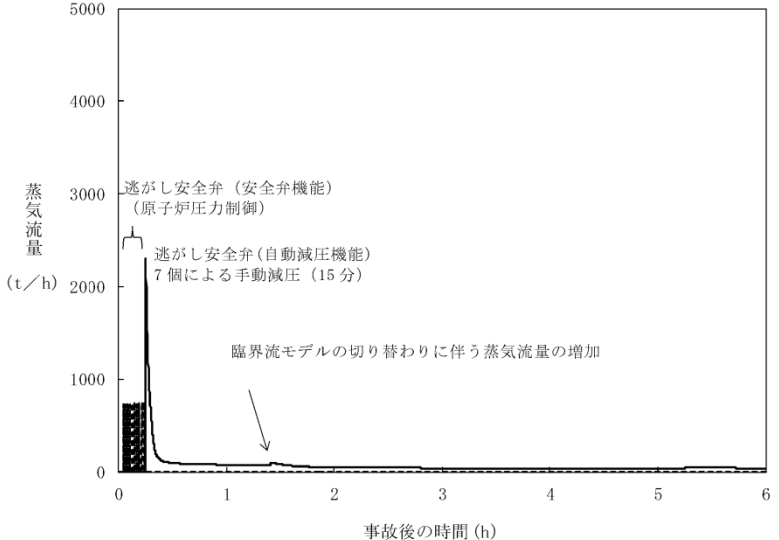
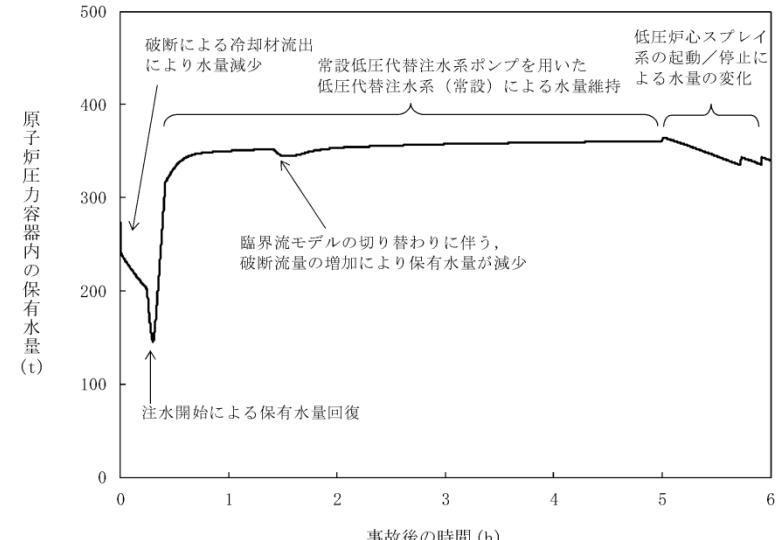
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="311 514 994 955" 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="1394 430 2151 945" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1617 966 1973 1008" data-label="Caption"> <p>第2.7-4図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1424 1050 2270 1564" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1484 1585 2107 1627" 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="1380 1648 1914 1690" data-label="Footnote"> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p> </div> <div data-bbox="1736 1701 1840 1743" data-label="Text"> <p>2.7-42</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）

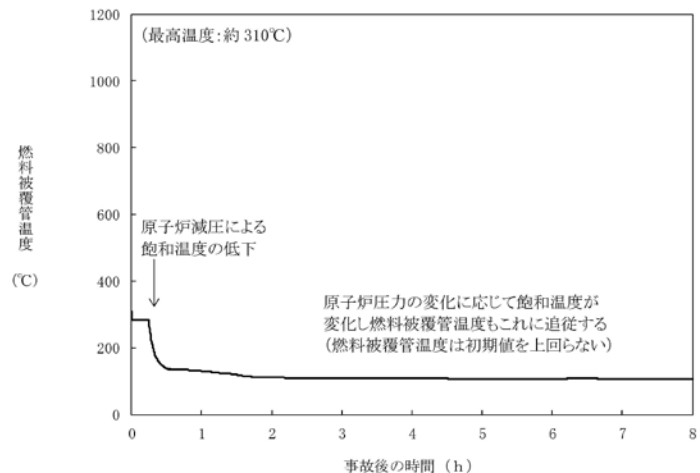
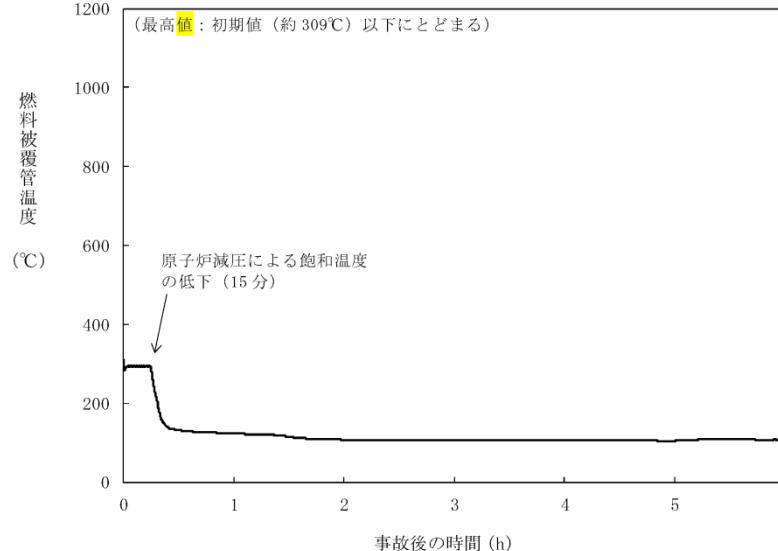
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ISLOCA）

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

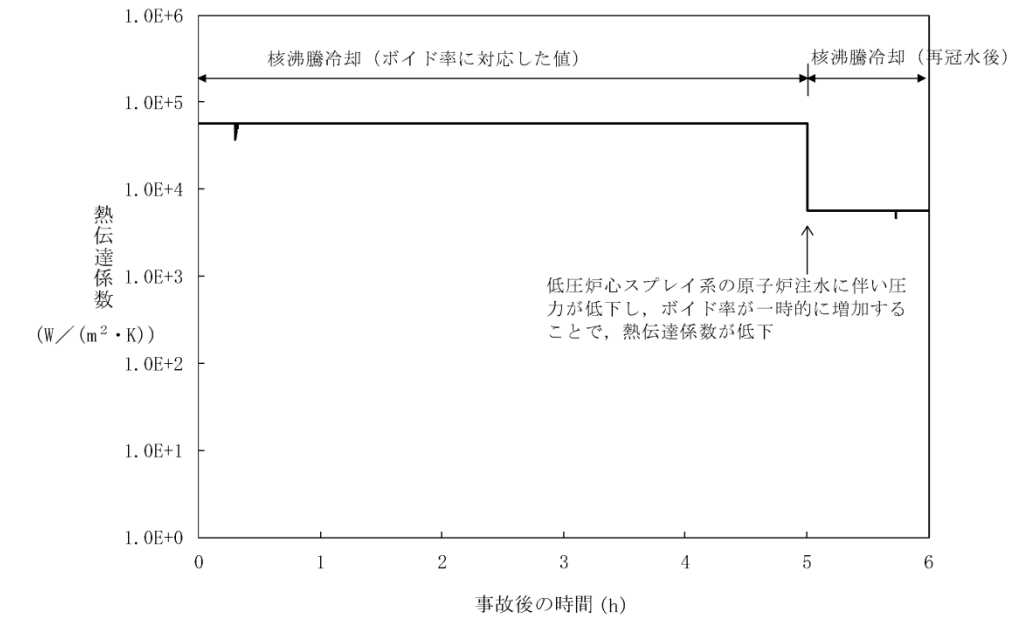
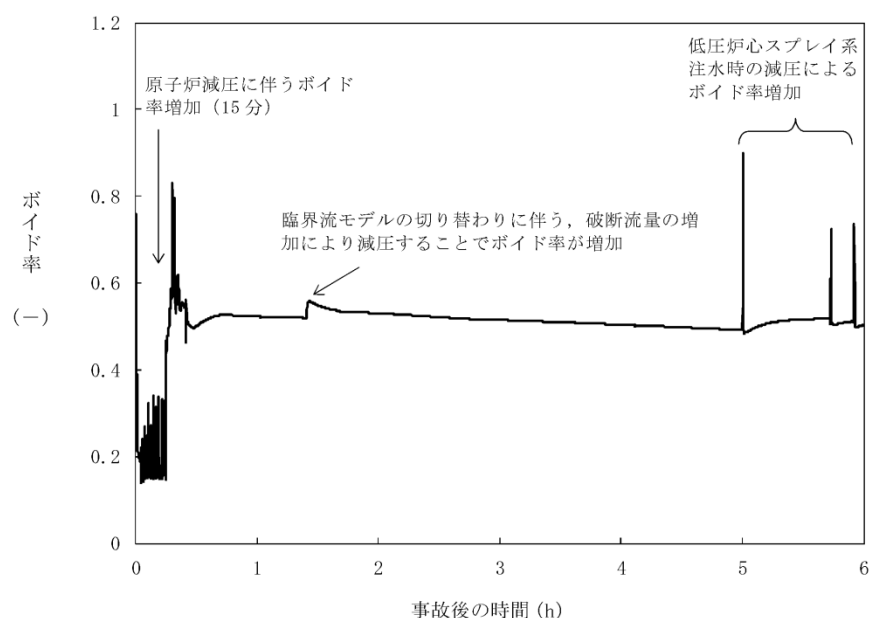
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.7-10図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第7.1.7-11図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-468</p>	 <p>第2.7-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p> <p>2.7-43</p>  <p>第2.7-8図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	<p>備考</p>

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

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）

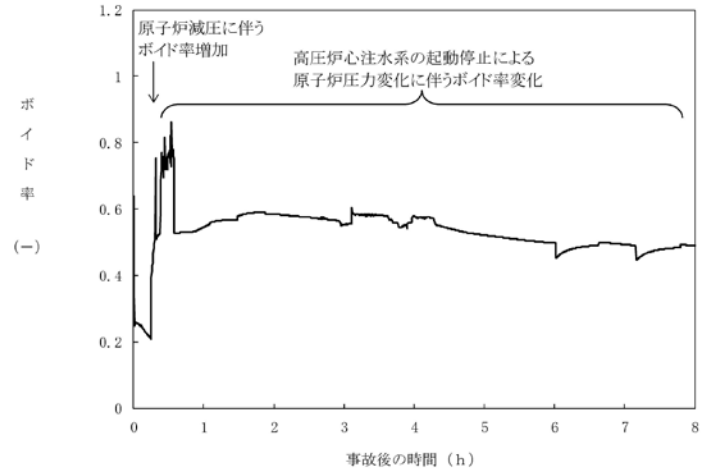
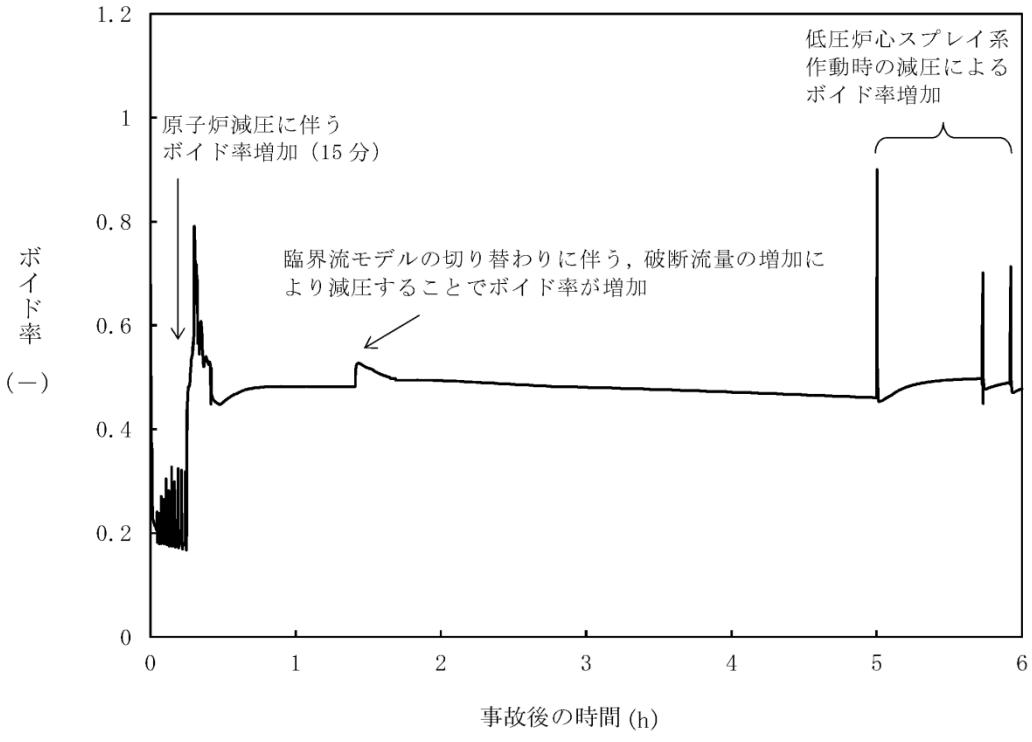
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.7-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第 2.7-9 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>2.7-44</p>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
	 <p>第2.7-10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>  <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>	
	2.7-45	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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 data-bbox="385 745 890 787">第7.1.7-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> <p data-bbox="563 924 712 955">10-7-1-469</p>	 <p data-bbox="1424 1050 2136 1092">第2.7-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

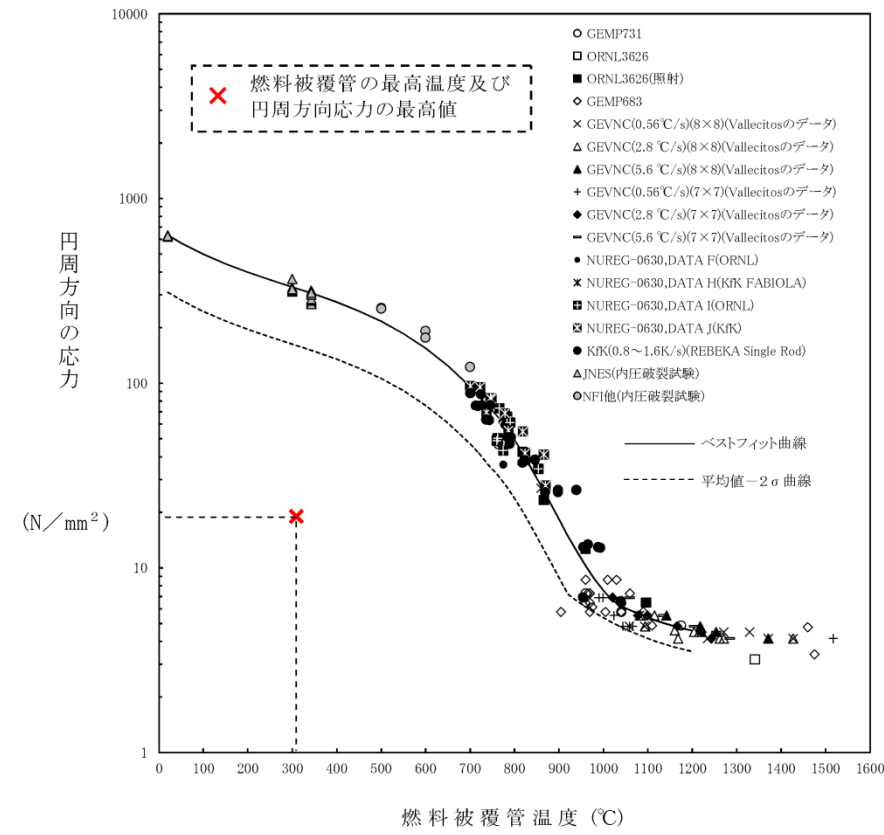
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="341 462 994 913" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="415 945 934 976" data-label="Caption"> <p>第 7. 1. 7-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> </div> <div data-bbox="341 1018 994 1470" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="489 1501 816 1533" data-label="Caption"> <p>第 7. 1. 7-15 図 破断流量の推移</p> </div> <div data-bbox="578 1669 727 1701" data-label="Text"> <p>10-7-1-470</p> </div>	<div data-bbox="1261 304 2018 850" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1350 871 1958 903" data-label="Caption"> <p>第 2. 7-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> </div> <div data-bbox="1602 997 1706 1029" data-label="Text"> <p>2. 7-46</p> </div> <div data-bbox="1276 1155 2092 1732" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1513 1753 1899 1785" data-label="Caption"> <p>第 2. 7-14 図 破断流量の推移</p> </div>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考



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

2.7-48