

## 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA） 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6/7号（2017年3月28日版）	東 二	備 考
<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、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、「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」（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事象を想定する。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。</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の発生により、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、低圧の注水機能による原子炉への注水には期待せず、高圧の注水機能に対する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。また、残留熱除去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「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、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、残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.7.1図か</p>	<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA（以下「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、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、原子炉を減圧することにより原子炉冷却材の流出の抑制を図り、漏えい箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系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</p>	<p>・東海第二においても隔離も含めて対策としているが、記載上は一つにまとめて記載している。</p> <p>・東海第二は、初期注水には原子炉隔離時冷却系、漏えい抑制のための原子炉減圧後は、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に期待する評価としている。（高圧の注水機能のみに期待した評価としていない）</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>ら第 2.7.3 図に、手順の概要を第 2.7.4 図に示すとともに、<b>重大事故等</b>対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における<b>設備と操作手順</b>の関係を第 2.7.1 表に示す。</p> <p>本事故シークエンスグループにおける重要事故シークエンスにおいて、<b>6 号及び 7 号炉同時の重大事故等</b>対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び<b>緊急時対策要員</b>で構成され、合計 <b>20 名</b>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、<b>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</b>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<b>通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名</b>である。必要な要員と作業項目について第 2.7.5 図に示す。</p> <p>a. <b>インターフェイスシステムLOCA 発生</b></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<b>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</b>により低圧設計部分が過圧され<b>破断</b>することで、<b>インターフェイスシステム LOCA</b> が発生する。</p> <p>b. <b>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</b></p> <p>事象発生後に<b>外部電源喪失が発生し</b>、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<b>モニタ</b>等である。</p> <p>c. <b>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</b></p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、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<b>原子炉注水を確認するために必要な計装設備は</b>、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. <b>インターフェイスシステムLOCA 発生確認</b></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指示上昇（破断量によって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、<b>インターフェイスシステムLOCA</b> が発生したことを確認する。</p> <p><b>インターフェイスシステムLOCA</b> 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. <b>中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗</b></p> <p>中央制御室からの遠隔操作により<b>高圧炉心注水系の隔離操作</b>を実施するが、<b>高圧炉心注入隔離弁の閉操作</b>に失敗する。</p> <p><b>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</b>、原子炉水位<b>及び原子炉圧力</b>である。</p>	<p>図に、<b>対応手順</b>の概要を第 2.7-2 図に、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における<b>手順と設備</b>の関係を第 2.7-1 表に示す。</p> <p>本事故シークエンスグループにおける重要事故シークエンスにおいて、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<b>災害対策要員</b>で構成され、合計 <b>10 名</b>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、<b>発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名</b>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<b>通報連絡等を行う災害対策要員は 2 名、重大事故等対応要員（現場）は 1 名</b>である。<b>この必要な要員と作業項目について第 2.7-3 図に示す。</b></p> <p>a. <b>ISLOCAの発生</b></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<b>分離するための隔離弁の誤開等</b>により、低圧設計部分が過圧されて<b>破損</b>することで、<b>ISLOCA</b> が発生する。</p> <p>b. <b>原子炉スクラムの確認</b></p> <p>事象発生後に<b>給水流量の全喪失が発生し</b>、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<b>計装</b>等である。</p> <p>c. <b>原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</b></p> <p>原子炉水位が原子炉水位低（レベル 2）設定点に到達し、原子炉隔離時冷却系が自動起動することにより、原子炉への注水が開始されたことを確認する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系の<b>自動起動の確認に必要な計装設備は</b>、原子炉水位計（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。</p> <p>d. <b>ISLOCA発生の確認</b></p> <p>隔離弁（<b>残留熱除去系の注入弁</b>）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<b>ISLOCA</b>が発生したことを確認する。</p> <p><b>ISLOCA</b>発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域、燃料域）、残留熱除去系ポンプ吐出圧力計等である。</p> <p>監視可能であれば、原子炉建屋内空間線量率、区画浸水警報、火災警報等による情報も総合的に確認する。</p> <p>e. <b>中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作</b></p> <p>中央制御室からの遠隔操作により<b>残留熱除去系の注入弁の閉止操作</b>を実施するが、これに失敗する。</p> <p>中央制御室における<b>残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は</b>、原子炉水位計（広帯域、燃料域）等である。</p>	<p>・必要要員数の違い</p> <p>・東海第二では水位低下の観点で厳しい外部電源ありを想定しているが、同時に保守的な設定として給水喪失も重量させている。</p> <p>・ISLOCAの発生の確認方法の違い。</p> <p>・東海第二では構造健全性評価の結果を踏まえ残留熱除去系での漏えい発生を想定（事故条件に記載）</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>g. 高圧炉心注水系による原子炉注水</p> <p>原子炉急速減圧操作により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル 1.5)で健全側の高圧炉心注水系が自動起動する。</p> <p>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計である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は、ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。</p> <p>g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作</p> <p>低圧炉心スプレイ系の起動後、破断箇所からの漏えい抑制のため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。</p> <p>h. 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作</p> <p>ISLOCA発生の確認後、外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により低圧代替注水系（常設）を起動する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力計である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は、中央制御室の遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作</p> <p>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後は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点以上で低圧代替注水系（常設）により、原子炉水位を可能な限り低めに維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（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破損系統（残留熱除去系）の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。</p> <p>中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域）、原子炉圧力計等である。</p> <p>k. 残留熱除去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によるサブプレッション・プール冷却操作を実施する。</p> <p>残留熱除去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・プール水温度計等である。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・評価上、原子炉隔離時冷却系だけの原子炉注水に期待していることから、原子炉減圧の前に運転手順の優先順位に従い、低圧で注水可能な系統のうち低圧炉心スプレイ系を起動する必要。</li> <li>・ISLOCAは、格納容器外への漏えい事象であることから、外部水源により注可能な系統（低圧代替注水系（常設））を起動する。</li> <li>・外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置により緊急用母線を受電する。</li> <li>・東海第二では漏えい抑制のための原子炉水位低下の目標を原子炉水位異常低下（レベル2）信号によるインターロック作動（高圧注水系自動起動、主蒸気隔離弁閉等）を考慮し、原子炉水位異常低下（レベル2）以上としている。</li> <li>・東海第二では、残留熱除去系低圧設計部の最高使用圧力を踏まえ原子炉圧力が 3MPa [gage] 以下に低下した以降に漏えい発生系統の低圧設計部に設置されている電動弁の閉止操作を実施する。</li> </ul>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>i. 現場操作での<b>高圧炉心注水系</b>隔離操作                      破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により<b>高圧炉心注入隔離弁</b>の全閉操作を実施し、<b>高圧炉心注水系</b>を隔離する。  <b>高圧炉心注水系</b>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  <b>高圧炉心注水系</b>の隔離が成功した後は、<b>健全な高圧炉心注水系</b>により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。                      原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。                      以降、炉心冷却及び原子炉格納容器冷却は<b>残留熱除去系</b>により継続的に行う。</p>	<p>1. 現場における<b>残留熱除去系</b>の注入弁の閉止操作                      現場操作により<b>残留熱除去系</b>の注入弁を閉止し、<b>残留熱除去系</b>を隔離する。                      現場における<b>残留熱除去系</b>の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域）等である。</p> <p>m. 原子炉水位の調整操作  <b>残留熱除去系</b>の隔離成功後は、<b>低圧炉心スプレイ系</b>により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）<b>設定点</b>から原子炉水位高（レベル8）<b>設定点</b>の間で維持する。                      原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域、燃料域）等である。</p> <p>以降、炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により、格納容器除熱は<b>残留熱除去系</b>により継続的に行う。</p> <p>n. 使用済燃料プールの冷却操作                      対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</p> <p>o. <b>可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作</b>                      可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>p. <b>タンクローリによる燃料補給操作</b>                      タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。</p>	<p>・隔離成功後は内部水源の注水系に切り換え、原子炉水位を調整する（水位制御範囲については、漏えい抑制のためのL2維持から、隔離成功後は通常のL3～L8に変更する）</p> <p>・東海第二では解析上考慮しない操作及び対応可能な要員にて実施する操作についても記載（ヒアコメント対応）</p>
<p>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価                      (1) 有効性評価の方法                      本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分との<b>インターフェイス</b>が、直列に設置された2つ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、低圧設計部分が加圧される「インターフェイスシステムLOCA」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、<b>気液熱非平衡</b>、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、<b>冷却材放出（臨界流・差圧流）</b>、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>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価                      (1) 有効性評価の方法                      本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを<b>分離するための隔離弁の誤開等</b>により、低圧設計部分が過圧されて破損する「ISLOCA」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、三次元効果及び<b>気液熱非平衡</b>並びに原子炉圧力容器における<b>冷却材放出（臨界流・差圧流）</b>、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の評価結果がSAFERコードより低くなるCHASTEコードは使用しない。</p>	<p>・東海第二の重要現象は解析コードの資料の順番に倣って記載した。</p> <p>・CHASTEコードを用いない理由を明示（ヒアリングコメント対応）。</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号（2017年3月28日版）	東 二	備 考
<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、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2)有効性評価の条件                      本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた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、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件                      (a)起回事象                      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弁であり、インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする（原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水ラインについては、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が3弁であり、高圧炉心注水系の吸込配管に比べてインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は低くなる）。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、1cm<sup>2</sup>を超えないことを確認しているが、保守的に10cm<sup>2</sup>とする。                      （添付資料2.7.1）</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、外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、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>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、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シナシ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、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件                      (a) 起回事象                      起回事象として、残留熱除去系B系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の圧力上昇により、残留熱除去系B系の熱交換器フランジ部から破断面積約21cm<sup>2</sup>相当の漏えいが発生するものとする。                      破断面積は、ISLOCA発生時の系統加圧状態を保守的に考慮した構造健全性評価<sup>※</sup>の結果、系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、破損により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して、保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定した。                      ※；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                      （添付資料2.7.1）</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      ISLOCA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系も機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                      外部電源はあるものとする。                      外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の観点で厳しくなる。</p>	<p>・東海第二ではISLOCA発生時の構造健全性評価結果を踏まえて破断面積を設定</p> <p>・安全機能喪失箇所の違い（主要な漏えい源となる箇所を選定）</p> <p>・東海第二では、ISLOCA発生を想定する残留熱除去系B系と同じ原子炉建屋西側区画に設置されている設備の機能喪失を保守的に想定。</p> <p>・原子炉水位低下を厳しくする観点で外部電源ありを想定した上で、評価上は給水流量の全喪失を想定。</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	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>(d)逃がし安全弁                      原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。</p> <p>(b)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、182m<sup>3</sup>/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。</p> <p>(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、727m<sup>3</sup>/h（0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。</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) ATWS緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能）                      ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁                      逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし、容量として、1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(d) 原子炉隔離時冷却系                      原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、136.7m<sup>3</sup>/h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水する。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。                      ※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧。（以下同様）</p> <p>(e) 低圧炉心スプレイ系                      逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に、最小流量特性（0～1,561m<sup>3</sup>/h、注水圧力0～1.99MPa[dif]※において）で原子炉へ注水するものとする。また、ISLOCA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ものとする。</p>	<p>・東海第二では、原子炉圧力制御時に逃がし安全弁（逃がし弁機能）に駆動用窒素を供給する不活性ガス系をSA設備と位置付けないため、パネ駆動の安全弁機能に期待している。但し、原子炉減圧時の逃がし安全弁駆動に必要な窒素はSA設備である高圧窒素ガス供給系（非常用）より供給される。</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では、原子炉減圧時の低圧の注水系統による水位回復性能を確認する観点で、評価上は減圧と同時に蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系による注水を停止している。</p> <p>・安全機能の喪失に対する仮定の違いに伴う評価上期待する注水設備の違い</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件                      運転員等操作に関する条件として、「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。                      (添付資料2.7.1)</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、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 2.7.6 図から第 2.7.11 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 2.7.12 図から第 2.7.15 図に示す。</p>	<p>(f) 低圧代替注水系（常設）                      常設低圧代替注水ポンプを2台使用するものとし、原子炉注水のみを実施する場合は、炉心冷却を厳しく評価する観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m<sup>3</sup>/h、注水圧力：0～2.38MPa[dif]）で原子炉へ注水するものとする。また、ISLOCA発生時は隔離成功までの期間においては、運転手順に従い、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）から原子炉水位低（レベル3）の範囲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。隔離成功後は低圧炉心スプレイ系による内部水源の原子炉注水に切り替えることから、残留熱除去系の隔離に成功した1分後に注水を停止するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件                      運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って、以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作は、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）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、外部電源が無い場合でも、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) 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は、外部電源が無い場合も考慮し、状況判断、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電、低圧代替注水系（常設）の起動準備に要する時間を考慮して、事象発生17分後に完了するものとする。</p> <p>(c) 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、ISLOCA発生時の現場環境並びに現場移動及び操作に要する時間を考慮して、事象発生5時間後に完了するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7-9 図から第 2.7-15 図に示す。                      ※：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、炉心の再冠水過程にお</p>	<p>・ISLOCA時の隔離成功までの原子炉水位の維持範囲（手順）の違い</p> <p>・東海第二では外部電源ありとしていることから、外部電源なしの場合も考慮して操作条件を設定している</p> <p>・東海第二では現場環境を踏まえ、移動、操作等に要する時間も含め5時間後に操作が完了する想定としている。</p> <p>・記載箇所の違い</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動する。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。</p> <p>事象発生15分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉を減圧し、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>炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。</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>※シュラウド内側は、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、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の自動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、シュラウド外側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した。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>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.7.12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2.7.6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>いては、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む二相水位であることから、シュラウド内水位の方が高めの水位となることもある。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生と同時に給水流量が全喪失することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。この後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止を試みるが、これに失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施し、原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また、低圧代替注水系（常設）を起動し、漏えいの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は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧や原子炉注水により増減するが、炉心の冠水状態は維持されるため燃料被覆管温度が上昇することはない。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は、第2.7-9図に示すとおり、炉心の冠水が維持され、初期値(約309℃)以下にとどまることから、評価項目である1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、評価項目である15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第2.7-4図に示すとおり、逃がし安全弁(安全弁機能)の作動により約7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(0.3MPa程度)を考慮しても、約8.09MPa[gage]以下で</p>	<p>・東海第二は外部電源ありを設定している(原子炉スクラム及びRPT)</p> <p>・安全機能の喪失に対する仮定の違いに伴う評価上期待する注水設備の違い</p> <p>・東海第二は低圧で注水可能なシステムを起動待機とした後に原子炉減圧を実施する。</p> <p>・記載箇所の違い</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<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。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、それぞれ約0.25MPa[gage]及び約138℃にとどまる。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、限界圧力及び温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心注水系の破断箇所を隔離し、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。                      (添付資料 2.7.2)</p> <p>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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シナリオにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>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すべて格納容器内に流入し続けることを想定し解析しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約0.25MPa[gage]及び約136℃にとどまる。このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）及び200℃を下回る。</p> <p>第2.7-5図に示すように、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され、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、高温停止状態での炉心の冷却が確保されている。残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作を実施することで、安定状態が確立し、またその状態を長期的に維持することが可能である。                      (添付資料 2.7.2)</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、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、冷温停止状態とする。</p> <p>以上より、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シナリオは、給水流量の全喪失及びISLOCAの発生に伴い原子炉水位が低下するため、原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えい量を抑制すること及び漏えい箇所の隔離操作を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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>本重要事故シナリオにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>・東海第二では冷温停止又は高温停止まで記載（ヒアコメント対応）</p> <p>・安全機能喪失箇所の違い（主要な漏えい源となる箇所を選定）</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<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、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が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発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により実施され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 style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</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、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</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、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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が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>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+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33~41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が確保されることから、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>	

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号（2017年3月28日版）	東 二	備 考
<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 33Gw/t に対して最確条件は平均的燃焼度約 30Gw/t であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件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ることから、原子炉水位の低下が緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、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く、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解析条件に設定している。なお、外部電源がある場合は、外部電源から電源が供給されることから、原子炉圧力容器への給水機能は維持され、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、本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可能性がある。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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.3）</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 33Gw/t に対して最確条件は 33Gw/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、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く、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、外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系の電源は確保され、また、低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧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は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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.3）</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は外部電源が無い場合も考慮して設定している。</li> <li>・安全機能の喪失に対する仮定の違いに伴う評価上期待する注水設備の違い</li> </ul>
<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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが、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 33Gw/t に対して最確条件は平均的燃焼度約 30Gw/t であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件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ることから、原子炉の水位低下は緩和され、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>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、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く、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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解析条件に設定している。仮に、外部電源がある場合は、外部電源から電源が供給されることから、原子炉圧力容器への給水機能は維持され、</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33~41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33Gw/t に対して最確条件は 33Gw/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、格納容器圧力等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>事故条件の外部電源の有無については、起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位低下を厳しくする観点で外部電源ありを想定した上で、評価上は給水流量</li> </ul>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、本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 style="text-align: right;">(添付資料2.7.3)</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し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から15分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所での隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から3時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.7.3)</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高くなるが、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>再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されるが、この場合でも初期の原子炉注水は原子炉水位異常低下（レベル2）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動することで確保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>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は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.7.3)</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）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。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は、解析上の操作開始時間として事象発生17分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、外部電源が無い場合も考慮し、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。</p> <p>操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から5時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.7.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）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、減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持</p>	<p>の全喪失を想定している。</p> <p>・安全機能の喪失に対する仮定の違いに伴う評価上期待する注水設備の違い</p> <p>・東海第二は余裕時間を考慮して操作時間を設定している。</p> <p>・東海第二は外部電源ありを想定しているが外部電源がない場合でも対応可能なことを確認している。</p> <p>・安全機能の喪失に対する仮定の違いに伴う評価上期待する</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<b>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</b>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</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<b>手動原子炉減圧操作</b>については、原子炉隔離時冷却系及び<b>高圧炉心注水系の原子炉注水</b>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、<b>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</b>により、炉心は冠水維持されるため、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</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。<b>その結果</b>、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、<b>6号及び7号炉同時</b>の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.7.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 20</p>	<p>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<b>低圧代替注水系（常設）</b>の起動準備操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<b>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、低圧代替注水系（常設）による外部水源注水への切換えは、低圧炉心スプレイ系により炉心の冠水状態が維持されていることを確認した後に実施することから、この場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。</b></p> <p>操作条件の<b>現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作</b>は、運転員等操作時間に与える影響として、<b>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、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。</b></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</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<b>（自動減圧機能）</b>による原子炉減圧操作<b>（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）</b>は、<b>減圧が遅れた場合でも</b>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<b>低圧代替注水系（常設）</b>の起動準備操作は、<b>操作が遅れた場合でも低圧炉心スプレイ系により炉心の冠水状態が維持されることから、時間余裕がある。</b></p> <p>操作条件の<b>現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作</b>は、<b>閉止操作の有無に関わらず、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。</b></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</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。<b>この結果</b>、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において、重大事故等対策に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10名であり、「6.2 重大事故等</p>	<p>る注水設備の違い</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・東海第二においてはRHR復旧まで外部水源による注水を実施するため低圧代替注水系（常設）による注水に期待している。</li> <li>・東海第二においてはRHR復旧まで外部水源による注水を実施するため低圧代替注水系（常設）による注水に期待している。</li> <li>・安全機能の喪失に対する仮定の違いに伴う評価上期待する注水設備の違い</li> <li>・東海第二においてはRHR復旧まで外部水源による注水を実施するため低圧代替注水系（常設）による注水に期待している。</li> </ul>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6/7号（2017年3月28日版）	東 二	備 考
<p>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」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>インターフェイスシステムLOCAの発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約100m<sup>3</sup>となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、流出量は合計約200m<sup>3</sup>となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。インターフェイスシステムLOCAにより復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサブプレッション・チェンバに約3,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、高圧炉心注水系による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。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79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給及びモニタリング・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>(添付資料2.7.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、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、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>対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約490m<sup>3</sup>必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく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の対応である。</p> <p>(添付資料2.7.4)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定していない。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合、非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約130.3kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約141.2kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源装置による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.7.5)</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定していない。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約982kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>・事象進展の違いに起因する必要水量の違い</p> <p>・流出を考慮しても事象収束可能な水量を評価している。</p> <p>・東海第二はS/Pを第一水源としている。</p> <p>・燃費及び設備容量の違い</p> <p>・東海第二のモニタリングポストは、常設代替高圧電源装置からの給電が可能である。</p> <p>・東海第二のモニタリングポストは、常設代替高圧電源装置からの給電が可能である。</p>

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年3月28日版)	東 二	備 考
<p>2.7.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「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、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シークエンスグループ「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による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重要事故シークエンス「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、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び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クエンスに対して有効であることが確認でき、事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。</p>	<p>(添付資料 2.7.6)</p> <p>2.7.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「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。事故シークエンスグループ「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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに安定状態に向けた対策として残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」の重要事故シークエンス「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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>この結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シークエンスグループ「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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制、残留熱除去系による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クエンスに対して有効であることが確認でき、事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。</p>	<p>・安全機能の喪失に対する仮定の違いに伴う評価上期待する注水設備の違い</p> <p>・東海第二においてはRHR復旧まで外部水源による注水を実施するため低圧代替注水系（常設）による注水に期待している。</p>