

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 比較表

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東 二	備 考
<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「通常停止+崩壊熱除去失敗」, ④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」, ⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では, 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故 (LOCA を除く) の発生後, 炉心冷却には成功するが, 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため, 原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が原子炉格納容器に放出され, 格納容器圧力が上昇することから, 緩和措置がとられない場合には, 炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には, 原子炉水位の低下により炉心が露出し, 炉心損傷に至る。また, 取水機能の喪失を想定することから, 併せて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで, 対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から, 外部電源の喪失を設定し, 全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは, 取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため, 重大事故等対策の有効性評価には, 取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって, 本事故シーケンスグループでは, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ, 常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了したところで, 逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し, 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による原子炉格納容器冷却, 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」は, 崩壊熱除去機能の喪失に至る要因により「取水機能が喪失した場合」又は「残留熱除去系が故障した場合」に分類される。</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「過渡事象+RHR失敗」, ②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ③「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+RHR失敗」, ④「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑤「サポート系喪失 (自動停止)+RHR失敗」, ⑥「サポート系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑦「中小破断 LOCA+RHR失敗」及び⑧「大破断 LOCA+RHR失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」は, 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後, 高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが, 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため, 炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで, 緩和措置が取られない場合には, 炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には, 原子炉水位の低下により炉心が露出し, 炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については, 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が失われることによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため, 重大事故等対策の有効性評価には, 取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により, 本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については, 原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図る。また, 代替の海水取水機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。</p>	<p>・東海第二では, 事象進展の観点で厳しい外部電源ありとした上で, 運転員等操作においては外部電源なしを考慮しているため, 実態として相違点はない (①)</p> <p>・ここでは安全機能に着目した表現としている。</p> <p>・東海第二では, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱ではなく, 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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 2 月 15 日版)	東 二	備 考
<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備する。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による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系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図 2.4.1.1 から図 2.4.1.4 に、手順の概要を図 2.4.1.5 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表 2.4.1.1 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、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 30 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 10 名である。</p> <p>また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員 26 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.1.6 に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち取水機能が喪失した場合において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.4.1-2 図に、対策の概要を以下に示す。また、重大事故対策の手順と設備との関係を第 2.4.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員 8 名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 4 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.4.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 8 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラムの確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</p> <p>原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復することを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。</p>	<p>容器除熱を重大事故等対策としている。(②)</p> <p>・必要要員数の相違</p> <p>・東海第二では常設の重大事故等対処設備の海水取水設備に期待するため、可搬型設備の準備等を実施する要員は不要 (③)</p> <p>・同上 (①)</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧系統（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，低圧代替注水系（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2台を手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し，サプレッション・チェンバ・プール水熱容量温度制限により，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は，原子炉圧力である。</p> <p>e. 低圧代替注水系（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測設備は，原子炉水位及び復</p>	<p>d. 取水機能喪失の確認</p> <p>サプレッション・プール水温度が32℃に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し，取水機能喪失を確認する。</p> <p>取水機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系海水系系統流量等である。</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介して非常用母線を受電する。</p> <p>e. 残留熱除去系海水系の回復操作</p> <p>対応可能な要員にて残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。</p> <p>f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作</p> <p>取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。</p> <p>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>サプレッション・プール水温度が65℃に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。</p> <p>h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））</p> <p>原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復することを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。</p>	<p>・同上（①）</p> <p>・東海第二では取水機能喪失の確認のため，残留熱除去系海水系の起動操作を実施するため記載</p> <p>・東海第二では解析上考慮しない操作でも必ず実施する操作は記載する方針（コメント対応）</p> <p>・記載箇所の違い</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</p> <p>f. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系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（原子炉格納容器）等である。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系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，代替格納容器スプレイを再開する。</p> <p>g. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転</p> <p>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は，サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。</p>	<p>i. 緊急用海水系を用いた海水通水操作</p> <p>取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。</p> <p>緊急用海水系を用いた海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。</p> <p>j. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱</p> <p>緊急用海水系の起動後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を起動し，格納容器除熱を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り換える。</p> <p>残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。</p> <p>以降は，残留熱除去系 1 系統を用いて原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施し，炉心冷却及び格納容器除熱は残留除去系により継続的に行う。</p>	<p>・記載箇所の違い</p> <p>・東海第二では，格納容器スプレイ実施基準である 279kPa[gage]に到達する事象発生 13 時間後までに，外部電源がない場合に実施する常設代替高圧電源装置の準備も含め，緊急用海水系及び残留熱除去系の準備が十分に間に合うため，これらを用いた格納容器除熱に期待した評価としている。</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。</p> <p>以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位の低下の観点で厳しい給水流量の全喪失）を起因とし，逃がし安全弁再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>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</p>	<p>k. 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>l. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作 対応可能な要員にて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>m. タンクローリによる燃料補給操作 対応可能な要員にて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>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に維持される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」である。また，運転員等操作においては，取水機能喪失による非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び外部電源喪失についても考慮する。</p> <p>本事故シーケンスグループは，LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め，高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には，炉心冷却に成功する。また，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となりLOCAも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお，LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・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</p>	<p>・東海第二ではLOCA+RHR失敗を過渡+RHR失敗で代表させている理由を記載</p>

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2)有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表 2.4.1.2 に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a)起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b)安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c)外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a)事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低の信号でトリップするため，外部電源が喪失し，同時に原子炉スクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ，原子炉水位の低下が早く，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお，本評価では，初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行うこととなるため，その後に低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水に移行する際の原子炉減圧過程では，崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。</p> <p>b)重大事故等対策に対する影響 本解析においては，取水機能の喪失を仮定しており，原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なしを仮定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員及び資源等の観点で厳しい条件と</p>	<p>器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な放射熱伝達計算を行うこととて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>また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.4.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。</p>	<p>・東海第二では他のシーケンスと同様にCHASTEを使用しない理由を記載</p> <p>・同上 (①)</p>

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>なる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a)原子炉スクラム信号 原子炉スクラムはタービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。</p> <p>(b)原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低 (レベル2) で自動起動し、182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系 (常設) 原子炉減圧後に、最大 300m³/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水は、代替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>(h) 残留熱除去系 (低圧注水モード) 残留熱除去系 (低圧注水モード) は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 - 1m に到達した時点で手動起動し、954m³/h (0.27MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(c)逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p>	<p>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) A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。</p> <p>(c) 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 1.04 ~7.86MPa[dif]において) の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の低圧代替注水系 (常設) による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。 ※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)</p> <p>(d) 低圧代替注水系 (常設) 常設低圧代替注水系ポンプを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：0~378m³/h、注水圧力：0~2.38MPa[dif] ※) にて注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持する。残留熱除去系の準備完了後、原子炉水位高 (レベル8) 設定点到達で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。</p> <p>(e) 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>(f) 残留熱除去系 (低圧注水系) 残留熱除去系 (低圧注水系) ポンプは1台使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、0~1,676m³/h (0~1.55MPa[dif]において) の流量で原子炉へ注水するものとする。 なお、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。</p>	<p>・ 同上 (①)</p> <p>・ 設備設計の違い ・ 東海第二では解析上の原子炉水位制御範囲と原子炉減圧時の停止条件を記載</p> <p>・ 設備設計及び運用の違い ・ 東海第二では解析上の原子炉水位制御範囲の条件を記載</p> <p>・ 設備設計の違い ・ 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、バネ駆動の安全弁機能</p>

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系 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、代替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>(g) 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW (サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において) とする。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約23MW (サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において) とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 交流電源は、事象発生70分後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) 低圧代替注水系 (常設) 起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プールの水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生約3時間後に開始する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却は、原子炉水位高 (レベル8) に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。</p> <p>(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モ</p>	<p>(g) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を停止している期間に1.9×10³t/hの流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。</p> <p>(g) 緊急用海水系 伝熱容量は、約24MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において) とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水) は、運転手順に基づきサブプレッション・プール水温度が65℃に到達した時点で実施する。</p> <p>(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、サブプレッショ</p>	<p>に期待している。ただし、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> <ul style="list-style-type: none"> ・ 同上 (②) <p>・ 設備設計の違い</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 東海第二では、原子炉減圧操作の実施は基準に到達する事象発生約2時間までに常設代替高圧電源装置及び低圧代替注水系の準備が完了していればよく、また余裕時間も十分あることから操作条件として記載していない (④) ・ 東海第二では、運転手順に従い原子炉減圧操作の操作条件を設定 (⑤) ・ 同上 (②) ・ 同上 (②)

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>ード運転は，事象発生 20 時間後に開始する。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水は，サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後に開始する。</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) ※，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図 2.4.1.7 から図 2.4.1.12 に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 2.4.1.13 から図 2.4.1.18 に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図 2.4.1.19 から図 2.4.1.22 に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から 70 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，原子炉急速減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開することで実施する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管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) による原子炉注水が行われ，炉心が再冠水すると燃料被覆管温度は低下することから，ボイド率は低下し，熱伝達係数は上昇する。</p> <p>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，上記に伴い変化する。</p>	<p>ン・チェンバ圧力が 279kPa [gage] に到達した時点で実施する。また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。</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 2.4.1-4 図から第 2.4.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナムのボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.4.1-9 図から第 2.4.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.1-15 図から第 2.4.1-18 図に示す。</p> <p>※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む二相水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低 (レベル 3) 信号により，原子炉はスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，炉心の冠水が維持される。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により低圧代替注水系 (常設) を起動し，事象発生の約 2 時間後にサブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で，逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉減圧により増加す</p>	<p>備 考</p> <p>・記載箇所の違い</p> <p>・同上 (①)</p> <p>・同上 (①)</p> <p>・同上 (①)</p> <p>・同上 (⑤)</p> <p>・東海第二は燃料有効長頂部を下回らない</p> <p>・東海第二では燃料有効長頂部</p>

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、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による原子炉格納容器冷却及び事象発生から 20 時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。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合わせて示した。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、図 2.4.1.13 に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心の上部が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 427℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、図 2.4.1.7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉压力容器底部圧力との差 (高々約 0.3MPa) を考慮しても、約 7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa[gage]) を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.30MPa[gage]及び約 143℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>図 2.4.1.8 に示すとおり、低圧代替注水系 (常設) による注水継続により約 4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.1)</p>	<p>る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を開始することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 2.4.1-9 図に示すとおり、炉心の冠水が維持され、初期値 (約 309℃) 以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は第 2.4.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁 (安全弁機能) の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉压力容器底部圧力との差 (0.3MPa 程度) を考慮しても、約 8.09[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>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、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 0.28MPa[gage]及び約 141℃に抑えられる。このため、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である限界圧力 (0.62MPa[gage]) 及び限界温度 (200℃) を下回る。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を継続し、その後、約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水を開始することで炉心の冠水状態が維持され、炉心の冷却が維持される。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、高温停止での安定状態が確立する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.1)</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</p>	<p>を下回らない解析結果となっており、PCTは初期温度の高い高出力燃料集合体にて発生していることから、高出燃料集合体のボイド率を記載</p> <p>・同上 (②)</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<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>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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、「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>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 10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃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この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としてい</p>	<p>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>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、炉心冷却には成功するが、取水設備の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施す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（常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）及び残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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事象とは、「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>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℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、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>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</p>	<p>・同上 (①, ④) ・同上 (②)</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>る代替格納容器スプレイ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，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードでは，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評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃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この解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，表 2.4.1.2 に示すとおりであり，こ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>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ため，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達，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発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，これらの不確かさは実験体系に起因するものと考えられ，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，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ため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，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ため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.1-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を実績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>	

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 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2月15日版)	東 二	備 考
<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 42.0kW/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，操作手順 (減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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，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，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順 (減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積 (ウェットウェル) の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力，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，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源なしを設定している。なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され，その後に低圧注水系による注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから，事象進展に影響はなく，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，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 2.4.1.2)</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33~41kW/m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器圧力，ドライウェル雰囲気温度，格納容器容積の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位は，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，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系の起動準備操作並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱の時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，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は実際の注水流量が解析よりも大きくなるため，注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.2)</p>	<p>・同上 (④)</p> <p>・同上 (①)</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 42.0kW/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 に対して最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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，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，格納容器圧力上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33~41kW/m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，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>	

TW ((取水機能喪失) 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源なしを設定している。なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され、その後に低圧注水系による原子炉注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系 (常設) は、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)、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、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 2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高 (レベル8) 到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系 (常設) に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位の維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高 (レベル8) 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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へ切替えることとし</p>	<p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力、ドライウェル雰囲気温度、格納容器容積の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位は、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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系 (常設) は、最確条件とした場合は実際の注水流量が解析よりも大きくなるため、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 2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁 (自動減圧機能) 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による原子炉注水) は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く。) の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。</p>	<p>・東海第二では運転員等操作時間に与える影響と同じ項目を記載</p> <p>・同上 (⑤)</p> <p>・同上 (⑤)</p> <p>・同上 (④)</p> <p>・同上 (②)</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>ており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが、操作開始時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 20 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。</p> <p>（添付資料 2.4.1.2）</p>	<p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作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である。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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>（添付資料 2.4.1.2）</p>	<p>・ 同上 (②)</p>
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>・ 同上 (⑤)</p>
<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>・ 同上 (④)</p>
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、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>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性がある。</p> <p>（添付資料 2.4.1.2）</p>	<p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による及び原子炉注水は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>（添付資料 2.4.1.2）</p>	<p>・ 同上 (②)</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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24 時</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>・ 同上 (⑤)</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>間) 内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間 (24 時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から20時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，操作が遅れる場合においても，格納容器限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約18時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.2)</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>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は，「2.4.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり30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>また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「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>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約3,500m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計約7,000m³の水が必要である。水源</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系による原子炉注水）は，原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から8時間程度の時間余裕がある。</p> <p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，事象発生の約13時間後に実施するものであり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.2)</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，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり8名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において，必要な水源，燃料及び電源「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による原子炉注水については，7日間の対応を考慮すると，合計約620m³必要となる。</p> <p>水源として，代替淡水貯槽に約4,300m³の水を保有している。これにより，水源が枯渇する</p>	<p>・水源の違い</p> <p>・同上 (②)</p> <p>・必要要員数の違い</p> <p>・同上 (③)</p> <p>・東海第二の原子炉確時冷却系の第一水源はサプレッション・プールとしている</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版）	東 二	備 考
<p>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防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、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 style="text-align: right;">（添付資料 2.4.1.3）</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約 860kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ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の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約 10kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの電源車の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の可搬型大容量送水ポンプについては、保守的に事象発生直後からの可搬型大容量送水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約 30kL の軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・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 79kL の軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約 1,093kL）</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約 200kL）で合計約 2,240kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン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 style="text-align: right;">（添付資料 2.4.1.4）</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号及び7号炉で約 2,342kW（6号炉：約 1,159kW 7号炉：約 1,183kW）必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が 2,950kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機及びモニタリング・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 style="text-align: right;">（添付資料 2.4.1.5）</p> <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成</p>	<p>ことなく注水継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.4.1.3）</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.4.1.4）</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷として常設代替交流電源設備から電源供給を考慮する負荷は約 2,781kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.4.1.5）</p> <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合では、炉心冷却には</p>	<p>・東海第二では、大容量の代替淡水貯蔵槽により水源補給を実施しなくても7日間の水源が確保される</p> <p>・東海第二では、本事故シナシにおいて可搬型設備を使用しない</p> <p>・東海第二では、緊急用海水ポンプの電源は常設代替交流電源装置から供給される。</p> <p>・東海第二の緊急時対策所は、専用の電源及び燃料を確保している（軽油貯蔵タンクには期待していない）(⑥)</p> <p>・東海第二のモニタリングポストは、常設代替交流電源装置からの給電が可能 (⑦)</p> <p>・同上 (⑥, ⑦)</p>

TW（（取水機能喪失）崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）） 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2月15日版)	東 二	備 考
<p>功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</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、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>成功するが、崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系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緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系及び逃がし安全弁による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することにより、炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <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、判断基準を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において、緊急用海水系を用いた格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対して有効である。</p>	<p>・ 同上 (②)</p> <p>・ 同上 (②)</p>