

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

柏崎 6 / 7号(2017年2月15日版)	東二	備考
<p>2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗</p> <p>2.3.4.1 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」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，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」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考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気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，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁1個が開固着したことによって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失し，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，直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び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。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁1個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，所内蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，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（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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，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>2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）</p> <p>2.3.3.1 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「全交流動力電源喪失（TBP）」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「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS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「全交流動力電源喪失（TBP）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁1弁が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁からの蒸気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，全交流動力電源喪失した状態において，逃がし安全弁1弁開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能が喪失し，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，交流動力電源及び直流電源の供給機能に加えて交流動力電源を必要としない高圧及び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。</p> <p>以上により，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁1弁開固着によって蒸気駆動の原子炉注水設備が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水設備を用いた原子炉注水によって原子炉水位を維持し，その後原子炉を減圧し可搬型の注水設備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。また，可搬型の格納容器スプレイを用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流電源を復旧し，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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 東海第二は2C / 2DのDGとHPCSのDGがわかれているため，DG失敗とわけて記載しているが実質的な差異は大きくない。 ここでは安全機能に着目した表現とし，後段でこれらの安全機能を担保する具体的な設備を説明

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」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 (可搬型) 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、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 (可搬型) 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、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2.3.4.1 図から第2.3.4.4 図に、手順の概要を第2.3.4.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.4.1 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、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 時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員46 名である。必要な要員と作業項目について第2.3.4.6 図に示す。</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である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (TBP)」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、低圧代替注水系 (可搬型) 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、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手段及び常設代替高圧電源からの給電後の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2.3.3-1 図に、対応手順の概要を第2.3.3-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.3.3-1 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22 名及び事象発生から2 時間以降に期待する招集要員6 名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、発電長1 名、副発電長1 名、運転操作対応を行う運転員5 名、通報連絡等を行う災害対策要員2 名、現場操作を行う重大事故等対応要員13 名である。</p> <p>招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員2 名、低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) の現場系統構成を行う重大事故等対応要員4 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.3.3-3 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22 名及び招集要員6 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。さらに、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>原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力計等である。</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。</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>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</p>	<p>・対策の違い</p> <p>・対策の違い</p> <p>・運用の違い</p> <p>・プラント基数の違い</p> <p>・必要要員数の違い</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系の準備を開始する。</p> <p>また、逃がし安全弁1個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。</p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下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（可搬型）による原子炉注水準備 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、建屋内操作にて原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）の手動開操作、バイパス流防止弁の開操作及び接続口内側隔離弁の開操作を実施する。</p> <p>屋外操作にて可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の建屋近傍への配置、ホース接続を実施する。</p> <p>また、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源である防火水槽への淡水貯水池からの補給及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の燃料給油準備を実施する。</p>	<p>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、原子炉水位計（広帯域、燃料域）等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔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、非常用母線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、常設代替高圧電源装置による交流電源復旧等を開始する。</p> <p>e. 逃がし安全弁再閉鎖失敗の確認 主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず、原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。</p> <p>逃がし安全弁再閉鎖失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。</p> <p>原子炉圧力は徐々に低下するが原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続されていることを適宜確認する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続していることの確認に必要な計装設備は、原子炉水位計等である。</p> <p>f. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備 全交流動力電源喪失の確認後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備、ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。</p> <p>g. タンクローリによる燃料補給操作 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大型ポンプに燃料補給を実施する。</p> <p>h. 交流電源の回復操作 早期の電源回復不能の確認後、対応可能な要員により非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。</p>	<p>・対策の違い</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の吐出圧力以下であることを確認後、建屋内操作にて電動弁 (残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁) を手動開し、屋外操作にて接続口外側隔離弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 等である。</p> <p>g. 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を実施する。 建屋内操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁 (残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁) の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。 なお、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力、復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 等で</p>	<p>i. 直流電源の負荷切離し操作 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内にて及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切り離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。</p> <p>j. 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作 低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作の完了後、原子炉圧力が低圧代替注水系 (可搬型) の吐出圧力を下回った時点で原子炉注水は開始され、原子炉水位は回復する。原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止した場合は、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) を開固着したものを含め 7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。 炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C) である。</p> <p>k. 原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型)) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水大型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。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間で維持する。 原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型)) に必要な計装設備は、原子炉水位計 (広帯域、燃料域)、低圧代替注水系原子炉注水流量系等である。</p> <p>l. 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 全交流動力電源喪失に伴い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。サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に到達した場合は、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を実施する。また、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。 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に必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ圧力計、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計、サプレッション・プール水位計等である。</p>	<p>・直流電源の枯渇防止のため、柏崎 6/7 号では直流電機設備の切り替え、東海第二では、直流電源の負荷切離しを実施する。</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>ある。</p> <p>h. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器一次隔離弁を二次格納施設外からの人力操作により開する。 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二次格納施設外からの人力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。 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。 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。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等の原子炉格納容器ベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>i. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。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）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ1台を手動起動する。 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）による原子炉注水の準備が完了した時点で，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備</p>	<p>東二</p> <p>m. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作 早期の電源回復不能の確認後，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>n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</p> <p>o. 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作の完了後，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>p. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを開始する。 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位計（広帯域），残留熱除去系系統流量計等である。 以降は，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・対策の違い ・東海第二においては代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器圧力の上昇が抑制され，また，24h後の交流電源復旧に伴い残留熱除去系が使用可能となるためベントを回避できる。

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>は, 原子炉水位, 残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>j. 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水により, 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, 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) の運転を開始する。格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は, 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停止する。 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転を確認するために必要な計装設備は, サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転時に, 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) 運転を停止し, 残留熱除去系 (低圧注水モード) による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, サプレッション・チェンバ・プール水冷却を再開する。 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>2.3.4.2 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, 外部電源喪失を起因事象とし, 全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し, 逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は, 原子炉隔離時冷却系を喪失し, 全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」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, 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</p>	<p>納容器スプレイを実施する。</p> <p>q. 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>r. 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>2.3.3.2 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, 外部電源喪失を起因事象とし, 全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し, 逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は, 原子炉隔離時冷却系を喪失し, 全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗」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,</p>	<p>備考</p> <p>・東海第二では対応可能な要員にて実施する操作についても記載 (ヒアリングコメント対応)</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.3.4.2 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 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、逃がし安全弁 1 個の開固着が発生するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</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、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</p>	<p>気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料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>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 2.3.3-2 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 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。加えて、逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生するものとする。 (c) 外部電源 起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。</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 原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急速閉信号は保守的に考慮せず、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) 原子炉隔離時冷却系</p>	<p>・東海第二では被覆管温度はそれほど高温とならないため CHASTE 評価は不要と判断</p> <p>・原子炉水位の低下を厳しくする観点</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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>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 (8.12MPa[dif] ~1.03MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系 (可搬型) 原子炉減圧後に、84m³/h で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は、40m³/h の流量で原子炉注水するものとする。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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、80m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 格納容器圧力逃がし装置等</p>	<p>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、原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止する。 ※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)</p> <p>(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) (6 弁及び開固着の 1 弁と合わせて合計 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) 低圧代替注水系 (可搬型) 原子炉注水のみを実施する場合は、炉心冷却性の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：0~110m³/h, 注水圧力：0~1.4MPa[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は、50m³/h (一定) を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、130m³/h (一定) を用いるものとする。また、格納容器スプレイは、サブプレッション・チェンバ圧力が 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する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の違い ・運用についても記載 (ヒアコメント対応) ・原子炉隔離時冷却系が運転できない範囲に原子炉圧力が低下した時点で停止 ・東海第二では、原子炉圧力が高めに維持されることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待しているが、事象発生時に逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生する本事故シナリオでは実態として相違点はない。 ・設備設計の違い ・設備設計・運用の違い ・設備設計・運用の違い ・停止基準等も記載 (ヒアコメント対応) ・運用についても記載 (ヒアコメント対応) ・運用の違い

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開※）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※ 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%相当で中間開するが，格納容器圧力に低下傾向が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に比較して，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>(g) 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>(h) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）とする。</p> <p>(i) 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，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. 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24時間使用できないものとし，事象発生から24時間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>(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，最小流量特性（0～1,676m³/h，注水圧力0～1.55MPa[dif]）で原子炉へ注水するものとする。</p> <p>(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，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。伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温100℃，海水温度32℃において）とする。</p> <p>(h) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系） 格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り換える。伝熱容量は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）と同様とする。</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24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。</p> <p>(b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて一部の負荷を切り離し，事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切り離しを実施する。</p>	<p>・設備設計及び運用の違い。東海第二では，常設代替高圧電源装置によりの残留熱除去系海水系が使用可能。</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・運用（手順）の違い</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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>(b) 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作は、事象発生4時間後から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉の急速減圧操作は、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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>(e) 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) の起動操作は、事象発生から25.5時間後に開始する。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) の起動操作は、原子炉水位高 (レベル8) に到達した場合に開始する。</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出流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.4.7図から第2.3.4.12図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移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2.3.4.13図から第2.3.4.18図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.3.4.19図から第2.3.4.22図に示す。</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>a. 事象進展</p> <p>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>(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) は、状況判断、低圧代替注水系 (可搬型) の準備及び減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生3時間1分後に実施する。</p> <p>(d) 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は、サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</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2.3.3-4図から第2.3.3-8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2.3.3-9図から第2.3.3-14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2.3.3-15図から第2.3.3-18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>全交流動力電源喪失後、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生し、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始されることで、原子炉水位は維持される。</p>	<p>・東海第二は時間積み上げ</p> <p>・運用の違い</p> <p>・解析結果による差異</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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>逃がし安全弁 (1 個) が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約 1.5 時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系 (可搬型) 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。逃がし安全弁 (1 個) の開固着及び原子炉急速減圧による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 (可搬型) 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。</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、原子炉減圧に伴って上昇する。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 (可搬型) 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、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>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、上記に伴い変化する。</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 (可搬型) による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 18 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>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から 25.5 時間後に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水から残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水に切替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、ベントラインを閉じて、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ものとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.3.4.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 805℃ に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管</p>	<p>逃がし安全弁 1 弁が開固着することで、蒸気の流出が継続し、事象発生の約 1.3 時間後に原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下し、原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下する。</p> <p>事象発生の 3 時間後に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を開始するとともに、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り原子炉水位は一時的に低下するが、低圧代替注水系 (可搬型) の原子炉注水により原子炉水位は徐々に上昇し、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、逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後、原子炉減圧操作により減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し、ボイド率は低下する。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、低圧代替注水系 (可搬型) 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、全交流動力電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているため、崩壊熱により発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 14 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、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を開始する。</p> <p>事象発生 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流電源供給を開始した後は、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に切り換えることで、炉心の冷却が維持され、また、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>燃料被覆管温度は、第 2.3.3-9 図に示すとおり、低圧代替注水系 (可搬型) 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、炉心の露出に伴い上昇し、事象発生の約 212 分後に約 746℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。</p>	<p>備考</p> <p>・設備・運用の違い</p> <p>・運用 (手順) の違い</p> <p>・運用 (手順) の違い</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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>厚さの2%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.3.4.7 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ(可搬型)による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、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>第2.3.4.8 図に示すとおり、低圧代替注水系(可搬型)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、25.5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注水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 style="text-align: right;">(添付資料2.3.4.1)</p> <p>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「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「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>2.3.4.3 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>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再開失敗では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再開失敗による原</p>	<p>燃料被覆管の最高温度は、平均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%以下にとどまることから、評価項目である15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第2.3.3-4 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8.16MPa[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8.46MPa[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、原子炉圧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、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及び残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。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、炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の2倍(0.62MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>低圧代替注水系(可搬型)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、炉心の冷却が維持される。その後、約24時間後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、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2.3.3.1)</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>2.3.3.3 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、全交流動力電源喪失に加えて、逃がし安全弁1弁が開固着することに伴い原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下し原</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用(手順)の違い ・東海第二はPWRと同様に最高使用圧力の表現を用いた ・運用(手順)の違い ・東海第二は高温停止又は冷温停止まで記載(ヒアリングコメント対応)

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作、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及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「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 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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、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る格納容器</p>	<p>子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下するため、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、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を実施すること及び事象発生24時間後に交流電源を復旧し、残留熱除去系による原子炉注水及び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（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）、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並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「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 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、気液界面の熱伝達並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、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ため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・対策の違い ・東海第二では、常設代替高圧電源装置によりD Bの残留熱除去系海水系が使用可能。

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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>圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料2.3.4.2)</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。 (添付資料2.3.4.2)</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2.3.4.1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</p>	<p>点とする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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料2.3.3.2)</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、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。 (添付資料2.3.3.2)</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2.3.3-2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</p>	<p>備考</p> <p>・格納容器空間体積などは設計値を使用し、D/W 雰囲気温度の初期条件な</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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>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 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、操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対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、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 (格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること) に変わりはなく、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>機器条件の残留熱除去系 (低圧注水モード) 及び低圧代替注水系 (可搬型) 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2.3.4.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力の上昇は遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、</p>	<p>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 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、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・プール水位の上昇が遅くなり、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、格納容器雰囲気温度、格納容器体積 (ウェットウェル) の空間部及び液相部及びサプレッション・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>機器条件の低圧代替注水系 (可搬型) 及び残留熱除去系 (低圧注水系) 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、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 2.3.3.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 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>どは保守的な条件を設定している。</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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>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、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、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系 (低圧注水モード) 及び低圧代替注水系 (可搬型) 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2.3.4.2)</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4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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系 (可搬型) 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約4時間後を設定している。運転員操作時間に与える影響として、実態の運転操作は約3時間10分で注水準備が可能であり、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されていることから、原子炉注水の開始時間を早める可能性がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件</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 (ウェットウェル) 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>機器条件の低圧代替注水系 (可搬型) 及び残留熱除去系 (低圧注水系) 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2.3.3.2)</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>操作条件の直流電源の負荷切離し操作 (中央制御室) は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離し操作 (現場) は、解析上の操作開始時間として事象発生から8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操作開始時間より若干早まる可能性がある。</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 (低圧代替注水系 (可搬型) 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3時間1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操作開始時間より若干早まる可能性がある。</p> <p>操作条件の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は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等と</p>	<p>・運用の違い等による操作条件の違い</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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、運転員(現場)は、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.31MPa[gage])に到達するのは、事象発生約18時間後であり、格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。</p> <p>よって、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。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器限界圧力は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はならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、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24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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系(可搬型)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、実態の運転操作は約3時間10分で注水準備が可能であり、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、原子炉への注水が早くなる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の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事象発生から24時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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操作開始時間より若干早まる可能性がある。</p> <p>(添付資料2.3.3.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離し操作は、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若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作(低圧代替注水系(可搬型)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、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり、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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の違い ・運用の違い ・東海第二では、常設代替高圧電源装置により残留熱除去系海水系が使用可能なので代替の補機冷却系等なしで事象収束可能。 ・直流電源の枯渇防止のため、柏崎6/7号では直流電機設備の切り替え、東海第二では、直流電源の負荷切離しを実施する

2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</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、温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.3.4.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第 2.3.4.23 図から第 2.3.4.25 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については、運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から 5 時間 10 分後（操作開始時間の 70 分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 808℃とな</p>	<p>操作条件の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は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.3.3.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離し操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離し操作（現場）は事象発生から 8 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>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（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに低圧代替注水系による注水を開始する場合は、燃料被覆管の最高温度は 875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足する。</p> <p>操作条件の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は、事象発生約 14 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を 3 時間後と想定していることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>・運用の違い</p> <p>・運用の違い</p> <p>・直流電源の枯渇防止のため、柏崎 6/7 号では直流電機設備の切り替え、東海第二では、直流電源の負荷切離しを実施する</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>り 1,200℃以下となるため、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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9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18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、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の傾向は緩やかである。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20時間以上の余裕があることから、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24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、運転操作が遅れる場合においても、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から約38時間であり、約12時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p>（添付資料2.3.4.2，2.3.4.3）</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。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>2.3.4.4 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗」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、「2.3.4.1(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46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>東二</p> <p>操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>（添付資料2.3.3.2，2.3.3.3）</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>2.3.3.4 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「全交流動力電源喪失（TBP）」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、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり22名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。</p> <p>また、必要な招集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に招集可能な要員の71名で対処可能である。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の違い</p> <p>・運用の違い</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (T B 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）
 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>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」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，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約2,100m³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4,200m³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4時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送することで，防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。</p> <p>(添付資料2.3.4.4)</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。</p> <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び格納容器スプレイについては，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16kLの軽油が必要となる。また，代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約30kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所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1,105kL）</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）にて合計約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（A-2級）によ</p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」において，必要な水源，燃料，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>低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，合計約2,160m³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，水源が枯渇することなく注水継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.3.4)</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>可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約36.6kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約210kLの軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.3.5)</p>	<p>・設備容量の違い</p> <p>・運用の違い</p> <p>・燃費及び設備容量の違い</p> <p>・東海第二は代替原子炉補機冷却系は使用しない。</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）。</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</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失 (T B 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）
 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>る原子炉注水及び格納容器スプレイ，代替原子炉補機冷却系の運転，免震重要棟内緊急時対策所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>(添付資料2.3.4.5)</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2,122kW（6号炉：約1,049kW 7号炉：約1,073kW）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所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>(添付資料2.3.4.6)</p> <p>2.3.4.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失し，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。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」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（可搬型）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（可搬型）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，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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」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（可搬型）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（可搬型）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及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。</p> <p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆</p>	<p>東二</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約4,165kW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>また，蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後24時間の直流電源の供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.3.6)</p> <p>2.3.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで，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「全交流動力電源喪失 (T B P)」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（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の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「全交流動力電源喪失 (T B P)」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗」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，原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心冷却を維持することができる。また，残留熱除去系による格納容器除熱を継続することで，格納容器の健全性を長期的に維持することができる。</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</p>	<p>備考</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</p> <p>・運用の違い</p> <p>・運用の違い</p> <p>東海第二においては常設代替高圧電源装置による残留熱除去系海水系が使用可能</p> <p>・運用の違い</p> <p>・運用の違い</p> <p>・運用の違い</p>

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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。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。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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）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（可搬型）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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」に対して有効である。</p>	<p>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「全交流動力電源喪失（TBP）」において，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，残留熱除去系による格納容器除熱操作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「全交流動力電源喪失（TBP）」に対して有効である。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の違い ・運用の違い