

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<div>6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方</div> <div>6.1 概 要</div> <div>本発電用原子炉施設において、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」，「運転中の原子炉における重大事故」，「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも，炉心や燃料の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び敷地外への放射性物質の異常な水準の放出の防止に講じることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため，以下のとおり，評価対象とする事故シーケンスを整理し，対応する評価項目を設定した上で，計算プログラムを用いた解析等の結果を踏まえて，設備，手順及び体制の有効性を評価する。</div> <div>6.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定</div> <div>本発電用原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）の知見等を踏まえ，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い，措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス等」という。）を選定して，対応する措置の有効性評価を行う。</div> <div>有効性評価に際しては，事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。</div> <div>具体的には「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」による。</div> <div>6.1.2 評価に当たって考慮する事項</div> <div>有効性評価は，「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で講じることとしている措置のうち，「添付書類八 1.10.2 発電用原子炉設置変更許可申請（平成 25 年 9 月 27 日申請）に係る実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則への適合」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源，燃料及び電源の資源や要員を整理した上で，安全機能の喪失に対する仮定，外部電源に対する仮定，単一故障に対する仮定，運転員等（運転員と緊急時対策要員）の操作時間に対する仮定等を考慮して，原則として事故が収束し，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定停止状態に，「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に，「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそ</div>	<div>1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方</div> <div>1.1 概 要</div> <div>本発電用原子炉施設において，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」，「運転中の原子炉における重大事故」，「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも，炉心の著しい損傷の防止，燃料体又は使用済燃料（以下「燃料体等」という。）の著しい損傷の防止，燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損及び発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の防止のために講ずることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため，以下のとおり，評価対象とする事故シーケンスを整理し，対応する評価項目を設定した上で，計算プログラムを用いた解析等を踏まえて，設備，手順及び体制の有効性を評価する。</div> <div>（添付資料 1.1.1）</div> <div>1.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定</div> <div>本発電用原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）の知見等を踏まえ，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い，措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス」という。）を選定して，対応する措置の有効性評価を行う。</div> <div>有効性評価に際しては，事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。</div> <div>具体的には「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」による。</div> <div>1.1.2 評価に当たって考慮する事項</div> <div>有効性評価は，「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合性状況説明資料（以下「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」という。）で講ずることとしている措置のうち，「重大事故等対処設備について」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源，燃料及び電源の資源並びに要員を整理した上で，安全機能の喪失に対する仮定，外部電源に対する仮定，単一故障に対する仮定，運転員及び重大事故等対応要員（以下「運転員等」という。）の操作時間に対する仮定等を考慮して，原則として事故が収束し，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び格納容器が安定状態に，「使用済燃料プールに</div>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>れがある事故」については使用済燃料プール水位が回復し，水位及び温度が安定した状態に，「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。</p> <p>具体的には「6.3 評価に当たって考慮する事項」による。</p> <p>6.1.3 有効性評価に使用する計算プログラム</p> <p>有効性評価において使用する計算プログラム（以下「解析コード」という。）は，事故シーケンスの特徴に応じて，評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や運転員等操作に有意な影響を与える現象（以下「重要現象」という。）がモデル化されており，実験等をもとに妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。</p> <p>具体的には「6.4 有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コードを使用する。</p> <p>6.1.4 有効性評価における解析の条件設定</p> <p>有効性評価における解析の条件設定については，「6.3 評価に当たって考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。また，解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。</p> <p>具体的には「6.5 有効性評価における解析の条件設定の方針」による。</p> <p>6.1.5 解析の実施</p> <p>有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，その結果を明示する。</p> <p>なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。</p> <p>6.1.6 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確認し，それらの影響を踏まえても，措置の実現性に問題なく，評価項目を満足することを感度解析等により確認する。</p> <p>具体的には「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」による。</p>	<p>おける重大事故に至るおそれがある事故」については使用済燃料プールの水位が回復し，水位及び温度が安定した状態に，「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。</p> <p>具体的には「1.3 評価に当たって考慮する事項」による。</p> <p>1.1.3 有効性評価に使用する計算プログラム</p> <p>有効性評価において使用する計算プログラム（以下「解析コード」という。）は，事故シーケンスの特徴に応じて，評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や運転員等操作に有意な影響を与える現象（以下「重要現象」という。）がモデル化されており，実験等を基に妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。</p> <p>具体的には「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コードを使用する。</p> <p>1.1.4 有効性評価における解析の条件設定</p> <p>有効性評価における解析の条件設定については，「1.3 評価に当たって考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を用いるか又は有効性を確認するための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設定する。また，解析コードや解析条件の不確かさの影響が大きい場合には，影響評価において感度解析等を実施することを前提に設定する。</p> <p>具体的には「1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針」による。</p> <p>1.1.5 解析の実施</p> <p>有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，その結果を明示する。</p> <p>なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。</p> <p>1.1.6 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確認する。また，これらの不確かさの影響を踏まえても，措置の実現性に問題がなく，評価項目を満足することを感度解析等により確認する。</p> <p>具体的には「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」による。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>6.1.7 必要な要員及び資源の評価</p> <p>必要な要員及び資源については，発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時に発生することを想定して整備することから，それぞれの観点から最も厳しい重大事故等を考慮しても，少なくとも外部支援がないものとして所内単独での措置を7日間継続して実施できることを確認する。</p> <p>具体的には「6.8 必要な要員及び資源の評価方針」による。</p> <p>6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定</p> <p>重大事故等対策の有効性を確認するため，重大事故等のそれぞれについて，以下のとおり，事故シーケンスのグループ化，重要事故シーケンス等の選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。</p> <p>炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ，並びに格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては，アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象として実施したPRAの結果を活用する。</p> <p>「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，発電用原子炉施設内部の原因によって引き起こされる事象（以下「内部事象」という。）を対象とする内部事象運転時レベル1PRAに加えて，PRAが適用可能な外部事象として地震及び津波それぞれのレベル1PRAを活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては，内部事象運転時レベル1.5PRAを活用する。「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，内部事象停止時レベル1PRAを活用する。</p> <p>PRAを実施した結果，本発電用原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は<math>10^{-4}</math>/炉年程度，格納容器破損頻度は<math>10^{-5}</math>/炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は<math>10^{-8}</math>/定検程度である。</p> <p>また，現状PRAが適用できない地震及び津波以外の外部事象については，当該外部事象により誘発される起因事象について分析を実施した結果，いずれも内部事象レベル1PRAで想定する起因事象に包絡されること及び炉心損傷後の原子炉格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから，新たに追加すべき事故シーケンスグループ等はない。</p> <p>なお，有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。），「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」（以下「設置許可基準規則」という。）及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」（以下「技術基準規則」という。）との関連を第6.2－1表に示す。</p>	<p>1.1.7 必要な要員及び資源の評価</p> <p>必要な要員及び資源については，少なくとも外部支援がないものとして発電所内単独での措置を7日間継続して実施できることを確認する。</p> <p>具体的には「1.8 必要な要員及び資源の評価方針」による。</p> <p>1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定</p> <p>重大事故等対策の有効性を確認するため，重大事故等のそれぞれについて，以下のとおり，事故シーケンスのグループ化，重要事故シーケンスの選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。</p> <p>炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ並びに格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては，アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を対象として実施したPRAの結果を活用する。</p> <p>「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，発電用原子炉施設内部の原因によって引き起こされる事象（以下「内部事象」という。）を対象とする内部事象出力運転時レベル1PRAに加えて，PRAが適用可能な外部事象として地震，津波についてそれぞれ地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては，内部事象出力運転時レベル1.5PRAを活用する。「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては，内部事象停止時レベル1PRAを活用する。</p> <p>PRAを実施した結果，本発電用原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は<math>10^{-4}</math>/炉年程度，格納容器破損頻度は<math>10^{-4}</math>/炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は<math>10^{-5}</math>/施設定期検査程度である。</p> <p>また，現状PRAが適用できない地震及び津波以外の外部事象については，当該外部事象により誘発される起因事象について分析した結果，いずれも内部事象出力運転時レベル1PRAで想定する起因事象に包絡されること及び炉心損傷後の格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから，新たに追加すべき事故シーケンスグループ等はない。</p> <p>なお，有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。），「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」（以下「設置許可基準規則」という。）及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」（以下「技術基準規則」という。）との関連を第1.2－1表に示す。</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>ここで記載している事故シーケンスグループ等の選定の考え方については、「追補 2. I 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」に示す。</p> <p>6. 2. 1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>6. 2. 1. 1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定</p> <p>「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対し，発電用原子炉施設の安全性を損なうことがないよう設計することが求められる構造物，系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって，炉心の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを，本発電用原子炉施設を対象とした PRA の結果を踏まえてグループ化し，それぞれに対して重要事故シーケンスを選定し，評価を行う。</p> <p>(1) 事故シーケンスの抽出</p> <p>内部事象運転時レベル 1PRA においては，各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の成功及び失敗の組合せをイベントツリーを用いて網羅的に分析し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 6. 2－1 図に内部事象運転時レベル 1PRA におけるイベントツリーを示す。</p> <p>地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA においては，内部事象と同様にイベントツリーを用いた分析を実施し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 6. 2－2 図に地震レベル 1PRA の階層イベントツリーを，第 6. 2－3 図に地震レベル 1PRA のイベントツリーを，第 6. 2－4 図に津波レベル 1PRA の津波高さ別イベントツリーを，第 6. 2－5 図に津波レベル 1PRA のイベントツリーを示す。</p> <p>地震や津波の場合，各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの，喪失する安全機能が内部事象と同じであれば，炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため，事故シーケンスは内部事象と同じである。また，地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA では，複数の安全機能時に損傷する事象や，建屋・構造物等の損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも取り扱う。</p> <p>具体的には，地震レベル 1PRA では，建屋の損傷や原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷，計測・制御機能喪失によって発電用原子炉施設が監視及び制御不能となる事象等，緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており，これらは直接，炉心損傷に至る事象として取り扱う。</p>	<p>ここで記載している事故シーケンスグループ等の選定の考え方については、「付録 1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について」に示す。</p> <p>1. 2. 1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>1. 2. 1. 1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定</p> <p>「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対し，発電用原子炉施設の安全性を損なうことがないよう設計することが求められる構造物，系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって，炉心の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスについて本発電用原子炉施設を対象とした P R Aの結果を踏まえてグループ化し，それぞれの事故シーケンスグループに対して重要事故シーケンスを選定し評価を行う。</p> <p>(1) 事故シーケンスの抽出</p> <p>内部事象出力運転時レベル 1 P R Aにおいては，各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーを用いて網羅的に分析し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 1. 2-1 図に内部事象出力運転時レベル 1 P R Aにおけるイベントツリーを示す。</p> <p>地震レベル 1 P R A及び津波レベル 1 P R Aにおいては，地震や津波により引き起こされる起因事象をプラントへ与える影響度の高い順に階層イベントツリーの形で整理することで，原子炉建屋や格納容器等の大規模な損傷が発生し，直接炉心損傷に至る事故シーケンスや，複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また，緩和設備による対応に期待できる起因事象については，内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと同様に各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーで分析し，事故シーケンスを抽出する。第 1. 2-2 図に地震レベル 1 P R Aの階層イベントツリーを，第 1. 2-3 図に地震レベル 1 P R Aのイベントツリーを，第 1. 2-4 図に津波レベル 1 P R Aの階層イベントツリーを，第 1. 2-5 図に津波レベル 1 P R Aのイベントツリーを示す。</p> <p>地震や津波の場合，各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの，喪失する安全機能が内部事象と同じ場合は炉心損傷を防止するための緩和設備も同じとなるため，事故シーケンスは内部事象と同じとなる。また，地震レベル 1 P R A及び津波レベル 1 P R Aでは，複数の安全機能が地震又は津波によって同時に損傷する事象や，建屋・構造物等の損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱う。</p> <p>具体的には，地震レベル 1 P R Aでは，建屋の損傷や原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷，計測・制御機能喪失によって本発電用原子炉施設が監視及び制御不能となる事象等，緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており，これらは直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。</p>	<p>・東海第二では，地震レベル 1 P R A及び津波レベル 1 P R Aの特徴について記載（記載の充実）</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>津波レベル 1PRA では、浸水高さに応じ、当該高さに設置されている安全機能が機能喪失する評価モデルとしており、浸水高さに応じた安全機能の喪失の状態ごとに津波特有のシーケンスとして抽出する。</p> <p>なお、LOCA では、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答、成功基準等が異なるため、流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。</p> <p>a. 大破断 LOCA</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模の LOCA である。</p> <p>b. 中破断 LOCA</p> <p>大破断 LOCA と比較して破断口径が小さく、原子炉減圧が緩やかなもので、低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模の LOCA である。また、流出量は原子炉隔離時冷却系の容量以上であり、原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保は不可能である。</p> <p>c. 小破断 LOCA</p> <p>中破断 LOCA より破断口径が小さなもので、原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保が可能な規模の LOCA である。また、原子炉減圧が緩やかなため、低圧注水系による炉心冷却には、自動減圧系の作動が必要である。</p> <p>d. Excessive LOCA</p> <p>大破断 LOCA を上回る規模の LOCA であり、非常用炉心冷却系の注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。</p> <p>(2) 事故シーケンスのグループ化</p> <p>PRA の知見を活用して抽出した事故シーケンスを、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。なお、PRA では LOCA 時の注水機能喪失シーケンスを、破断口径の大きさに応じて大破断 LOCA、中破断 LOCA、小破断 LOCA に詳細化して抽出しているが、いずれも LOCA 時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、LOCA 時注水機能喪失に該当するものとして整理する。</p> <p>a. 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>b. 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>c. 全交流動力電源喪失</p> <p>d. 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>e. 原子炉停止機能喪失</p> <p>f. LOCA 時注水機能喪失</p>	<p>津波レベル 1 P R Aでは、防潮堤高さを超える津波を対象に、非常用海水ポンプの被水・没水により最終ヒートシンクが喪失する事象、原子炉建屋内浸水により複数の緩和機能が喪失する事象、防潮堤損傷により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事象を抽出しており、これらは津波特有の事故シーケンスとして抽出する。</p> <p>なお、L O C Aでは、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の流出規模によりプラント応答、成功基準等が異なるため、流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。</p> <p>a．大破断 L O C A</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模の L O C Aである。</p> <p>b．中破断 L O C A</p> <p>大破断 L O C Aと比較して破断口径が小さく、原子炉減圧が緩やかなもので、低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模の L O C Aである。また、流出量は原子炉隔離時冷却系の容量以上であり、原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保は不可能である。</p> <p>c．小破断 L O C A</p> <p>中破断 L O C Aより破断口径が小さなもので、原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保が可能な規模の L O C Aである。また、原子炉減圧が緩やかなため、低圧注水系による炉心冷却には、自動減圧系の作動が必要である。</p> <p>d．E x c e s s i v e L O C A</p> <p>大破断 L O C Aを上回る規模の L O C Aであり、非常用炉心冷却系の注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。</p> <p>(2) 事故シーケンスのグループ化</p> <p>P R Aの知見を活用して抽出した事故シーケンスを、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。なお、P R AではL O C A時の注水機能喪失シーケンスを、破断口径の大きさに応じて大破断 L O C A，中破断 L O C A，小破断 L O C Aに詳細化しているが、いずれも L O C A時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、L O C A時注水機能喪失に該当するものとして整理する。</p> <p>a．高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>b．高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>c．全交流動力電源喪失</p> <p>d．崩壊熱除去機能喪失</p> <p>e．原子炉停止機能喪失</p> <p>f．L O C A時注水機能喪失</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）</p> <p>津波特有の事故シーケンスでは，津波高さに応じた複数の安全機能の喪失を考慮したが，これについては，その喪失により，最も早く炉心損傷に至る安全機能あるいは安全機能の組合せの事故シーケンスグループとして，上記の a. 及び c. に整理した。</p> <p>また，地震特有の事象で，以下に示す 5 つの事故シーケンスは，地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することが困難なことから，上記の事故シーケンスグループと直接的に対応せず，炉心損傷に直結するものとして抽出している。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・Excessive LOCA</li><li>・計測・制御系喪失</li><li>・格納容器バイパス（地震による配管の格納容器外での破損と隔離弁の閉失敗の重畳）</li><li>・原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷</li><li>・原子炉建屋損傷</li></ul> <p>これらの各事故シーケンスグループによる炉心損傷頻度には，必ずしも炉心損傷に直結する程の損傷に至らない場合も含んでおり，実際には地震の程度に応じ，機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合，これらを用いた対応に期待することにより，炉心損傷を防止できる可能性もあると考えられる。このため，過度な保守性を排除することで各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は，現在の値よりも更に小さくなる。また，地震後に機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で，それらのランダム故障により炉心損傷に至る場合の事故シーケンスは，内部事象運転時レベル IPRA により抽出された上記の a. から g. の事故シーケンスグループに包絡されるものと考えられること及びそれらに該当しない深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ，電源，放水設備等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることから，これらの各事故シーケンスグループを有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして追加する必要はない。</p> <p>(3) 重要事故シーケンスの選定</p> <p>事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕，炉心損傷防止に必要な設備容量及び事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しい事故シーケンスを選定する。</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。</p>	<p>g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）</p> <p>h. 津波浸水による注水機能喪失</p> <p>津波特有の事故シーケンスについては，敷地内への浸水により内部事象起因の事故シーケンスとは本発電用原子炉施設への影響が異なることから，津波特有の事故シーケンスグループとして抽出している。</p> <p>また，地震及び津波特有の事象で，以下に示す 7 つの事故シーケンスは，事象発生時に本発電用原子炉施設に与える影響が大きな幅を有し，建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することが困難であるため，上記の事故シーケンスグループとは直接的に対応しない事故シーケンスとして抽出している。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・防潮堤損傷</li><li>・原子炉建屋損傷</li><li>・格納容器損傷</li><li>・原子炉圧力容器損傷</li><li>・格納容器バイパス（地震による格納容器外での配管破損と隔離弁の閉失敗の重畳）</li><li>・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Excessive LOCA）</li><li>・計装・制御系喪失</li></ul> <p>これらの地震及び津波特有の各事故シーケンスによる炉心損傷頻度は，全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与である。また，これらの事故シーケンスは本発電用原子炉施設に及ぼす影響について大きな幅を有しており，事故シーケンスグループとして単独で定義するものではなく，発生する事象の程度や組合せに応じて対応すべきものである。具体的には，影響が限定されるような小規模な事故の場合には，使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用して，事故進展の緩和を図ることが可能であり，実際には炉心損傷頻度はより低減されることが考えられる。また，上記に該当しないような深刻な事故の場合には，可搬型設備等を駆使した大規模損壊対策による対応を含め，臨機応変に影響緩和を図る。</p> <p>以上のことから，これらの事故シーケンスを有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして追加する必要はない。</p> <p>(3) 重要事故シーケンスの選定</p> <p>事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕，炉心損傷防止に必要な設備容量及び事故シーケンスグループ内の代表性を考慮し選定する。</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。</p>	<p>・東海第二では，頻度及び影響の観点から，津波特有の事故シーケンスグループを抽出</p> <p>・東海第二では，「防潮堤損傷」を有効性評価の対象とはしない事故シーケンスとして抽出</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>a. 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>起回事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因とし、逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。 逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は、炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による低圧注水を実施する状況を想定した場合、事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって原子炉減圧されている場合の方が、原子炉減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、低圧注水が可能となるまでの時間が短縮でき、対応が容易になると考えられるためである。</p> <p>また、本事故シーケンスグループには津波特有の事故シーケンスが含まれているが、これについてはその対策が止水対策であり、事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため、重要事故シーケンスとして選定しないものとし、選定対象から除外した。</p>	<p>a. 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>時間余裕及び設備容量の観点から、原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」が代表性を有しているため、この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで、起回事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として、原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。</p> <p>なお、サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態にない。</p> <p>また、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起回事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p>	<p>・柏崎では逃がし安全弁再閉失敗シーケンスを選定しない理由を記載しているが、東二では選定した重要事故シーケンスのみ記載。</p> <p>・東海第二では、起回事象として選定した「サポート系喪失（自動停止）」の取り扱いについて記載</p>
<p>b. 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>起回事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起回事象とし、逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。 逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は、炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による原子炉減圧を実施する状況を想定した場合、事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって原子炉減圧されている場合の方が、原子炉減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、低圧注水が可能となるまでの時間が短縮でき、対応が容易になると考えられるためである。</p>	<p>b. 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>時間余裕及び設備容量の観点から、原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」が代表性を有しているため、この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで、起回事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として、原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。</p> <p>なお、サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態にない。</p> <p>また、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起回事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p>	<p>・逃がし安全弁の成功基準の違い（柏崎刈羽では、原子炉減圧には逃がし安全弁 2 弁が必要であるため、1 弁再閉失敗は高圧シーケンスとなるが、東海第二では逃がし安全弁 1 弁で原子炉は減圧する）</p> <p>・東海第二では、起回事象として選定した「サポート系喪失（自動停止）」の取り扱いについて記載</p>
<p>c. 全交流動力電源喪失</p> <p>本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なる 4 つの事故シーケンスが抽出されたため、これらを以下の 4 つの詳細化した事故シーケンスグループとして分類し、重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系により</p>	<p>c. 全交流動力電源喪失</p> <p>本事故シーケンスグループからは、安全機能の喪失状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため、原子炉圧力、時間余裕及び対応する主な炉心損傷防止対策に着目して事故シーケンスグループを以下の 3 つに細分化し、それぞれの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定する。</p> <p>(a) 長期 T B</p> <p>本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発</p>	<p>・東海第二では、安全機能の喪失状態、事象進展及び重大事故等対策が同じとなる T B D 及び T B U は、一つの細分化グループとしている。（柏崎刈羽の有効性評価においても T B D は、ほぼ T B U と同じと記載し</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>炉心冷却を継続するが，蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して，原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。</p> <p>本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗</p> <p>本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗（RCIC 本体の機能喪失）」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>(c) 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失</p> <p>本事故シーケンスグループは，全交流動力電源と全ての直流電源が喪失し炉心損傷に至るものである。また，本事故シーケンスグループには津波特有の事故シーケンスが含まれているが，これについてはその対策が止水対策であり，事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため，重要事故シーケンスとして選定しないものとした。発生原因が津波特有の事故シーケンス以外には，本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。なお，全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，全交流動力電源喪失となる。</p> <p>(d) 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>本事故シーケンスグループは，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することにより，原子炉隔離時冷却系も機能喪失し炉心損傷に至るものである。本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。</p>	<p>電機の故障により全交流動力電源喪失が発生するとともに，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却にも失敗し，原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功するが，蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉圧力が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。</p> <p>本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とするものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕並びに炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋DG失敗＋H P C S失敗（R C I C成功）」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>(b) T B D，T B U</p> <p>本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，直流又は非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心冷却にも失敗することにより，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。</p> <p>本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とし，直流電源に失敗し高圧炉心冷却に失敗する事故シーケンス（T B D）と，外部電源喪失又は直流電源故障を起因とし，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心冷却系に失敗する事故シーケンス（T B U）からなるが，これらの事故シーケンスに対する炉心損傷防止対策が同じであることから，1つの事故シーケンスグループとして扱う。</p> <p>また，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕及び炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B D）」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>(c) T B P</p> <p>本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心スプレイ系に失敗するとともに逃がし安全弁 1 弁の再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで，原子炉隔離時冷却系が運転不能となることにより，炉心の冷却が十分に行われずに，原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。</p> <p>本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因と</p>	<p>ており，実態として違いはない）</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>d. 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」を選定する。逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は，逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスと逃がし安全弁の再閉失敗を含むシーケンスを比較した場合，逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスの方が炉心損傷頻度が高く，当該事故シーケンスグループの特徴を有するためである。</p> <p>ここで，崩壊熱除去機能喪失については，残留熱除去系の機能喪失と原子炉補機冷却系の機能喪失の場合で，炉心損傷防止対策が異なることを踏まえて，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗（残留熱除去系の機能喪失）」及び「過渡事象＋崩壊熱除去失敗（原子炉補機冷却系の機能喪失）」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>なお，LOCA を起因とする事故シーケンスについては，崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて事故シーケンスグループ「f. LOCA 時注水機能喪失」で評価することから，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の選定対象から除外している。</p> <p>e. 原子炉停止機能喪失</p> <p>原子炉停止機能喪失に関連して抽出される事故シーケンス「大破断 LOCA＋原子炉停止失敗」，「中破断 LOCA＋原子炉停止失敗」，「小破断 LOCA＋原子炉停止失敗」については，反応度投入の観点では原子炉が減圧されることから「過渡事象＋原子炉停止失敗」よりも事象進展が緩やかな事象である。</p>	<p>するものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕並びに炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋D G 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S 失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>d. 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>時間余裕及び設備容量の観点から，原子炉が自動停止する過渡事象，外部電源喪失，サポート系喪失（自動停止），サポート系喪失（直流電源故障）及びL O C A を起因とする事故シーケンスのうち，「過渡事象＋R H R 失敗」が代表的な事故シーケンスであることから，この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として，原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。また，崩壊熱除去機能が喪失する要因が残留熱除去系の故障の場合と取水機能が喪失する場合で炉心損傷防止対策が異なることを踏まえ，「過渡事象＋R H R 失敗（R H R 故障時）」及び「過渡事象＋R H R 失敗（取水機能喪失時）」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系 1 区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。また，外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）を起因とする事故シーケンスは交流動力電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスであるが，代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから，対応手段が著しく制限される状態ではない。L O C A を起因とする事故シーケンスについては，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るため，L O C A 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，過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。</p> <p>また，本事故シーケンスグループに対する主な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とすることにより，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p> <p>e. 原子炉停止機能喪失</p> <p>本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは，時間余裕及び設備容量の観点からは差異がない。このため，代表性の観点から「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。ここで，起因事象発生後の原子炉圧力の上昇が大きく，反応度の観点で厳しい過渡事象として，主蒸気隔離弁</p>	<p>・東海第二では，L O C A を起因事象とする事故シーケンスについても，H P C S による炉心冷却に成功する場合は本事故シーケンスグループに分類</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>重大事故等対処設備である ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）（以下「代替制御棒挿入機能」という。）に期待する場合，LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスは，LOCA を伴う事故シーケンスグループに包絡される。また，LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は他の事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。これらを踏まえ，起因事象発生後の出力変化及び原子炉格納容器に与えられる蒸気負荷の観点で厳しい過渡事象（反応度投入の観点で最も厳しく，格納容器隔離によって炉心からの発生蒸気が全て格納容器に流入する主蒸気隔離弁閉を選定）を起因とする，「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>f. LOCA 時注水機能喪失</p> <p>配管破断規模の大きさによる原子炉冷却材流出流量が多く水位の低下が早いため，原子炉注水開始までの時間余裕が短い中破断 LOCA を起因とする。また，重畳する注水機能喪失のうち，低圧注水機能喪失については，原子炉減圧機能喪失による場合と，低圧非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する場合が考えられるが，代替となる設備に要求される設備容量の観点では，原子炉減圧機能である逃がし安全弁には十分な台数が備えられている一方，低圧非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する場合は，代替となる注水設備の容量が低圧非常用炉心冷却系よりも少ない点で厳しい事象になると考えられること，さらに原子炉減圧機能が喪失する事故シーケンスよりも低圧非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する事故シーケンスの方が炉心損傷頻度が高いことも踏まえ，低圧非常用炉心冷却系そのものの機能喪失が重畳する場合である「中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，上記の重要事故シーケンスは，低圧 ECCS 注水失敗が含まれており，低圧非常用炉心冷却系の機能喪失は残留熱除去系による崩壊熱除去機能にも期待できないこととほぼ同義であることから，事故シーケンスグループ「d. 崩壊熱除去機能喪失」の LOCA を起因とする事故シーケンスを包絡する。</p> <p>g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）</p> <p>格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）に係る事故シーケンスは，「インターフェイスシステム LOCA」のみとしていることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。なお，格納容器バイパスとしては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管の原子炉格納容器外での破断事象も想定できるが，これは PRA の検討の中で高圧設計の配管の破損頻度が低圧設計の配管の破損頻度に比べて小さい傾向にあることを理由に考慮の対象から除外している。</p>	<p>閉を起因事象として選定する。</p> <p>なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系 1 区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。また，LOCA を起因とする事故シーケンスについては，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，代替制御棒挿入機能に期待することに対応可能であり，炉心損傷頻度も極めて小さい。</p> <p>f. LOCA 時注水機能喪失</p> <p>本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，時間余裕及び設備容量の観点からは差異がない。このため，代表性の観点から「中小破断 LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p> <p>g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）</p> <p>本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは，「インターフェイスシステム LOCA」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。なお，格納容器バイパスとしては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管が格納容器外で破断する事象も想定できるが，これは PRA の検討の中で高圧設計の配管の破損頻度が低圧設計の配管の破損頻度に比べて小さい傾向にあることを理由に，考慮の対象から除外している。</p>	<p>・東海第二では，他の事故シーケンスグループの記載との整合を考慮した記載としているが，実質的な違いはない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>h. 津波浸水による注水機能喪失</p> <p>本事故シーケンスグループは，津波浸水により複数の緩和機能が失われ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，本事故シーケンスグループに対しては，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。</p> <p>共通原因故障又は系統間の機能の依存性，時間余裕並びに設備容量の観点から，「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>なお，本事故シーケンスグループは外部電源喪失が重畳すると全交流動力電源喪失が発生するため，本事故シーケンスグループの主な炉心損傷防止対策は津波防護対策に加えて全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループと同様となる。また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスの炉心損傷防止対策に差異がないため，選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p> <p>なお，国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても，全ての状況に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとしては，以下の事故シーケンスが抽出されている。</p> <p>①大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗</p> <p>②全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋原子炉停止失敗</p> <p>①については，格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを確認しており，これを除く事故シーケンスを対象に，重要事故シーケンスの選定を実施している。</p> <p>②は地震レベル 1PRA から抽出された事故シーケンスであり，炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスであるが，喪失する安全機能が明確であることから炉心損傷に直結する事故シーケンスとはしていない。この事故シーケンスにおける原子炉停止失敗の支配的な要因は地震による炉内構造物の損傷であるが，これは地震の最大加速度が地震発生と同時に加わるという，現状の保守的な PRA のモデルによって評価されるものであり，現実的には，炉内構造物の損傷確率が高くなる加速度に到達する前に，原子炉スクラムに至ると考えられる。</p> <p>以上のとおり，②の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守的に評価されており，現実的に想定すると，本事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断したことから，本事故シーケンスは炉心損傷防止対策又は格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスから除外している。</p>	<p>h. 津波浸水による注水機能喪失</p> <p>本事故シーケンスグループは，津波浸水により複数の緩和機能が失われ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，本事故シーケンスグループに対しては，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。</p> <p>共通原因故障又は系統間の機能の依存性，時間余裕並びに設備容量の観点から，「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>なお，本事故シーケンスグループは外部電源喪失が重畳すると全交流動力電源喪失が発生するため，本事故シーケンスグループの主な炉心損傷防止対策は津波防護対策に加えて全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループと同様となる。また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスの炉心損傷防止対策に差異がないため，選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p> <p>なお，国内外の先進的な対策を講じた場合であっても，全ての状況に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとしては，以下の事故シーケンスが抽出されている。</p> <p>①大破断 L O C A＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗</p> <p>②直流電源喪失＋原子炉停止失敗</p> <p>③交流電源喪失＋原子炉停止失敗</p> <p>①の事故シーケンスについては，格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとしており，格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認していることから，これを除く事故シーケンスを対象に，重要事故シーケンスの選定を実施している。</p> <p>②，③の事故シーケンスは地震レベル 1 P R Aから抽出された事故シーケンスであり，炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスであるが，喪失する安全機能が明確であることから炉心損傷に直結する事故シーケンスとはしていない。これらの事故シーケンスは，炉内構造物等の損傷による原子炉停止機能喪失と，直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり，代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから，炉心損傷を防止することができない。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル 1 P R Aでは，炉内構造物等が地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価しているが，実機のスクラム信号「地震加速度大」は，最大加速度よりも十分小さな加速度で発信し，炉内構造物等が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため，現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。</p>	<p>・東海第二では，新たに抽出した事故シーケンスグループ及びその重要事故シーケンスについて記載。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2-2 表に示す。</p> <p>6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定</p> <p>「6.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては，炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。</p> <p>(1) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり，かつ，炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。</p> <p>(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が， 最高使用圧力 8.62MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 10.34MPa[gage]を下回ること。</p> <p>(3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は， 限界圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。</p> <p>(4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が， 限界温度 200℃を下回ること。</p> <p>また，格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では，上記の評価項目に加えて，敷地境界での実効線量を評価し，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として，発生事故当たりおおむね 5mSv 以下であることを確認する。</p> <p>ここで，原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については，漏えい経路になる可能性がある原子炉格納容器バウンダリ構成部に対して，規格計算又は試験にて，構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており，継続的に評価条件を維持していく。</p> <p>ここで記載している，原子炉格納容器本体，シール部等の原子炉格納容器バウンダリ構成部の健全性については，「追補 2．Ⅱ 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」に示す。</p> <p>6.2.2 運転中の原子炉における重大事故</p> <p>6.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定</p> <p>「運転中の原子炉における重大事故」については，著しい炉心損傷の発生後，原子炉格納容器が破損に至る可能性があるとして想定する格納容器破損モードを，本発電用原子炉施設を対象とした PRA の結果を踏まえて選定し，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。</p> <p>(1) 格納容器破損モードの抽出</p> <p>内部事象運転時レベル 1.5PRA においては，事象進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から，格納容器破損モードの抽出を行う。</p>	<p>各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2-2 表に示す。</p> <p>1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定</p> <p>「1.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては，炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。</p> <p>(1) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり，かつ，炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。</p> <p>(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力 8.62MPa [gage] の 1.2 倍である 10.34MPa [gage] を下回ること。</p> <p>(3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa [gage] の 2 倍の圧力 0.62MPa [gage] を下回ること。</p> <p>(4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。</p> <p>また，格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では，上記の評価項目に加えて，敷地境界外での実効線量を評価し，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として，発生事故当たり 5mSv 以下であることを確認する。</p> <p>ここで，格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については，漏えい経路になる可能性がある格納容器バウンダリ構成部に対して，規格計算又は試験にて，東海第二発電所における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており，継続的に評価条件を維持していく。</p> <p>ここで記載している，格納容器本体，シール部等の格納容器バウンダリ構成部の健全性については，「付録 2 原子炉格納容器の限界圧力・温度」にて示す。</p> <p>(添付資料 1.2.1，1.2.2，1.2.3)</p> <p>1.2.2 運転中の原子炉における重大事故</p> <p>1.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定</p> <p>「運転中の原子炉における重大事故」については，著しい炉心損傷の発生後，格納容器が破損に至る可能性があるとして想定する格納容器破損モードを，本発電用原子炉施設を対象とした P R Aの結果を踏まえて選定し，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。</p> <p>(1) 格納容器破損モードの抽出</p> <p>内部事象出力運転時レベル 1． 5 P R Aにおいては事象進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析し，格納容器破損モードの抽出を行う。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>具体的には，事象進展を炉心損傷前，原子炉圧力容器破損前，原子炉圧力容器破損直後，原子炉圧力容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して，それぞれの状態で発生する負荷を抽出し，事象進展中に実施される緩和手段等から第 6.2-6 図に示す格納容器イベントツリーを作成し，格納容器破損モードを抽出して整理する。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの選定</p> <p>格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを，事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。ここで，水素燃焼については，本発電用原子炉施設では，運転中は原子炉格納容器内の雰囲気を窒素で置換し，酸素濃度を低く管理しているため，PRA で定量化する格納容器破損モードから除外しているが，有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で，格納容器破損モードとして挙げている。</p> <p>a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>b. 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>c. 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用</p> <p>d. 水素燃焼</p> <p>e. 熔融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>また，上記に分類されない格納容器破損モードとして，以下の格納容器破損モードを抽出している。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損</li><li>・水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）</li><li>・格納容器隔離失敗（炉心損傷の時点で何らかの要因により原子炉格納容器の隔離機能が失われている状態）</li><li>・インターフェイスシステム LOCA</li><li>・原子炉圧力容器内での水蒸気爆発</li></ul> <p>原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損，水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）及びインターフェイスシステム LOCA は格納容器先行破損の事故シーケンスである。原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損及び水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）では炉心損傷の前に水蒸気によって原子炉格納容器が過圧破損し，また，インターフェイスシステム LOCA ではインターフェイスシステム LOCA によって原子炉格納容器の隔離機能を喪失することで，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出による原子炉建屋内の環境悪化等が生じ，原子炉注水機能の維持が困難となり，炉心損傷に至るおそれがある。格納容器先行破損の事故シーケンスは，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」の評価において，各々重要事故シーケンスを選定し，重大事故等防止対策の有効性を確認していることから，新たな格納容器破損モードとして追加する必要はない。</p> <p>格納容器隔離失敗（炉心損傷の時点で何らかの要因により原子炉格納容器の隔離機</p>	<p>具体的には，事象進展を炉心損傷前，原子炉圧力容器破損前，原子炉圧力容器破直後，事故後期の長期の各プラント状態に分類し，それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また，事象進展中に実施される緩和手段等を考慮し，第 1.2-6 図に示すイベントツリーを作成し，格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理する。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの選定</p> <p>格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを，事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。ここで，水素燃焼については，本発電用原子炉施設では，運転中は格納容器内雰囲気を窒素で置換し，酸素濃度を低く管理しているため，PRA で定量化する格納容器破損モードから除外しているが，有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で，格納容器破損モードとして挙げている。</p> <p>a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>b. 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>c. 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用</p> <p>d. 水素燃焼</p> <p>e. 熔融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>また，上記に分類されない格納容器破損モードとして，以下の格納容器破損モードを抽出している。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・過圧破損（未臨界確保失敗）</li><li>・過圧破損（崩壊熱除去失敗）</li><li>・格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）</li><li>・格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）</li></ul> <p>過圧破損（未臨界確保失敗），過圧破損（崩壊熱除去失敗）は格納容器先行破損，格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）は炉心損傷の前に格納容器が破損している事故シーケンスであり，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」の評価において，各々重要事故シーケンスを選定し，重大事故等防止対策の有効性を確認していることから，新たな格納容器破損モードとして追加する必要はない。</p> <p>格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）については，炉心損傷時点で何らかの要</p>	<p>・柏崎は格納容器の健全性に影響を与える負荷全般を記載しており，東海第二の審査資料では格納容器の健全性に影響を与える負荷のうち，PRA において想定した格納容器破損モードのみを記載している。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>能が失われている状態）については，炉心損傷頻度の低減を図るとともに，万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗することのないよう，原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備，日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応すべき事象であることから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。</p> <p>原子炉圧力容器内での水蒸気爆発については，発生する可能性が極めて低いことから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。</p> <p>なお，原子炉格納容器下部床とドライウェル床とが同じレベルに構成されている BWR MARK-Ⅰ 型の原子炉格納容器に特有の事象として格納容器直接接触（シェルアタック）があるが，本発電用原子炉施設は RCCV 型の原子炉格納容器であり，熔融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触することはない構造であることから，評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。</p>	<p>因により格納容器隔離に失敗している格納容器破損モードであるが，炉心損傷の防止を図るとともに，万一の重大事故発生時に格納容器の隔離に失敗することのないよう，格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備，日常の格納容器の圧力監視等で対応すべき事象であることから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。</p>	
<p>(3) 評価事故シーケンスの選定</p> <p>格納容器破損モードごとに，有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には，格納容器破損モードごとに，当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいと考えられるプラント損傷状態（以下「PDS」という。）を含む事故シーケンスの中から，当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。評価事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。また，PDS の分類結果についての説明を第 6.2－3 表に示す。なお，第 6.2－3 表において格納容器破損時期が炉心損傷前に分類されている崩壊熱除去機能喪失，原子炉停止機能喪失，インターフェイスシステム LOCA は，格納容器先行破損の事故シーケンスであり，著しい炉心損傷の発生後，原子炉格納容器が破損に至る可能性があるとして想定する格納容器破損モードには該当しないことから，これらの PDS は評価事故シーケンスの選定においては考慮していない。</p> <p>なお，PDS として「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」の事故シーケンスグループに対して以下の表記を用いる。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失：TQUV 高圧注水・減圧機能喪失：TQUX 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)：長期 TB</p> <p>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗：TBU</p> <p>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失：TBD 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗：TBP</p> <p>LOCA 時注水機能喪失(大破断 LOCA)：LOCA(AE)</p>	<p>(3) 評価事故シーケンスの選定</p> <p>格納容器破損モードごとに，有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には，格納容器破損モードごとに，当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいと考えられるプラント損傷状態（以下「PDS」という。）に属する事故シーケンスの中から，当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。評価事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。また，PDS の分類結果についての説明を第1.2-3表に示す。</p> <p>なお，PDS として「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故」の事故シーケンスグループに対して以下の表記を用いる。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失：TQUV 高圧注水・減圧機能喪失：TQUX 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗(RCIC 成功)：長期TB 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗+RCIC 失敗：TBU 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+直流電源失敗)+HPCS 失敗：TBD 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS 失敗：TB P LOCA 時注水機能喪失(大／中／小破断LOCA)：LOCA</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>LOCA 時注水機能喪失(中破断 LOCA)：LOCA(S1E)</p> <p>LOCA 時注水機能喪失(小破断 LOCA)：LOCA(S2E)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失：TW</p> <p>原子炉停止機能喪失：TC</p> <p>a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，LOCA は原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く，事象進展の観点で厳しい。頻度の観点で PDS を見ると，過圧破損では，長期 TB 及び TBU を PDS とした格納容器破損頻度が全体の約 50%を占めており，過温破損では，LOCA を PDS とした格納容器破損頻度が全体の 50%以上を占めている。対策の観点では過圧破損に対しては原子炉格納容器の除熱が，過温破損に対しては損傷炉心への注水が必要となる。</p> <p>以上の観点を総合的に考慮すると，LOCA に非常用炉心冷却系注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を重畳させることで，電源の復旧，注水機能の確保等必要となる対応が多く，格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。よって，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するため PDS として，LOCA を選定し，これに全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。</p> <p>LOCA に属する事故シーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の時間余裕，必要な設備容量の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とし，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「6.2.1.1(3) 重要事故シーケンスの選定」にて挙げた事故シーケンスとの包絡関係や，格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて，「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定する。</p> <p>b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，長期 TB は炉心損傷に至る前に RCIC による一時的な冷却に成功しており，起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点では TQUX，TBD 及び TBU が厳しい PDS となる。高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX，TBD，TBU に PDS 選定上の有意な違いはないことから，これらのうち，本格納容器破損モードを代表する PDS として，TQUX を選定する。</p> <p>TQUX に属する事故シーケンスのうち，事象進展が早く，炉心溶融までの時間の観点を厳しい過渡事象を起因とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」を評価事故シーケンスとして選定する。</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失：TW</p> <p>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）（HPC S成功）：TBW</p> <p>原子炉停止機能喪失：TC</p> <p>格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）：ISLOCA</p> <p>a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>本格納容器破損モードに至る可能性のある PDS のうち，LOCAは原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く，事象進展の観点で厳しい。頻度の観点では，過圧破損についてはTQUXが全体の 100%を占め，過温破損については長期TBが全体の約 87%を占めている。対策の観点では，過圧破損に対しては格納容器の除熱が，過温破損に対しては格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。</p> <p>LOCAに属する事故シーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の時間余裕，必要な設備容量の観点で厳しい大破断LOCAを起因とし，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「1.2.1.1(3)重要事故シーケンスの選定」にて挙げた事故シーケンスとの包絡関係や，格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて，「大破断LOCA＋ECCS注水機能喪失」を評価事故シーケンスとして選定する。</p> <p>b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，長期TBは炉心損傷に至る前にRCICによる一時的な冷却に成功しており，起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点ではTQUX，TBD，TBUが厳しいPDSとなる。高圧状態で炉心損傷に至る点ではTQUX，TBD，TBUにPDS選定上の有意な違いはないことから，これらのうち，本格納容器破損モードを代表する PDS として，TQUXを選定する。</p> <p>TQUXに属する事故シーケンスの内，事象進展が早く，時間余裕及び設備容量の観点で厳しい，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋DCH」を評価事故シーケンスとして選定する。</p>	<p>・TBWは，BWR－5 特有の事故シーケンス。</p> <p>・東海第二は有効項性評価の段階で全交流動力電源喪失の重畳を考慮しており，実質的な違いはない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>逃がし安全弁の再開失敗を含まないシーケンスとした理由は、炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による原子炉減圧を実施する状況を想定した場合、事象発生時点から逃がし安全弁の再開失敗によって原子炉減圧されている場合の方が、原子炉減圧が完了し、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止できる状態となるまでの時間が短縮でき、対応が容易になると考えられるためである。</p>		<p>・柏崎では逃がし安全弁再開失敗シーケンスを選定しない理由を記載しているが、東二では選定した評価事故シーケンスのみ記載。</p>
<p>c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用</p> <p>本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）の観点からは、原子炉格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く、原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギーが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考ええると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、原子炉格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また、本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では、溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である、原子炉格納容器下部への水張りが実施された状態を想定しているが、その一方で、原子炉圧力容器破損が想定される状況では、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で破損する PDS を選定するものとし、高圧状態で破損する TQUX, TBU 及び長期 TB は選定対象から除外する。LOCA は、蒸気が急速に原子炉格納容器に流出するため、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり、酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることでデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。さらに、破断口から高温の冷却材が流出し原子炉格納容器下部に滞留する可能性があるが、FCI による水蒸気爆発は、低温の水に落下する場合の方が発生する可能性が高い事象であり、原子炉格納容器下部に高温の冷却材が流入する場合には発生の可能性が低減されるものと考えられることから、LOCA は選定対象から除外する。よって、本格納容器破損モードにおいて厳しい PDS として、原子炉の水位低下が早く、原子炉圧力容器破損までの時間が短い TQUV を選定する。</p> <p>TQUV に属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再開失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）」を評価事故シーケンスとして選定する。</p>	<p>c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用</p> <p>本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）の観点からは、格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く、原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギーが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考ええると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また、本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では、溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である、格納容器下部への水張りが実施された状態を想定しているが、その一方で、原子炉圧力容器破損が想定される状況では、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で破損する PDS を選定するものとし、高圧状態で破損する TQUX, TBU 及び長期 TB は選定対象から除外する。LOCA は、蒸気が急速に格納容器に流出するため、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり、酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることでデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。よって、本格納容器破損モードにおいて厳しい PDS として、原子炉の水位低下が早く、原子炉圧力容器破損までの時間が短い TQUV を選定する。</p> <p>TQUV に属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象を起因とする、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋FCI（ペDESTAL）」を評価事故シーケンスとして選定する。</p>	<p>・東海第二は、LOCA における破断口からの冷却材がペDESTAL に流入しない対策を行う。</p>
<p>d. 水素燃焼</p> <p>本発電用原子炉施設では、原子炉格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。炉心損傷に伴い、水素濃度は容易に 13vol% を超えることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要となるため、炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。本格納容器破損モード</p>	<p>d. 水素燃焼</p> <p>本発電用原子炉施設では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。炉心損傷に伴い、水素濃度は容易に 13vol% を超えることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要となるため、炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。本格納容</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>は PRA から抽出されたものではないが，評価のために PDS を格納容器先行破損の事故シーケンス以外の PDS から選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが，酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の原子炉格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム－水反応による水素ガス発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム－水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から，LOCA とその他の PDS に大別できる。LOCA では事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウム－水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり，水素濃度は 13vol%を上回るものの，その他の PDS に比べて水素ガス発生量が少なくなると考えられる。このため，LOCA では水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他の PDS よりも相対的に高くなる可能性が考えられる。</p> <p>さらに，原子炉圧力容器破損の有無の影響を考えると，原子炉圧力容器が破損する場合には，原子炉格納容器下部での熔融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから，同じ PDS でも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。また，6.2.1.1(3)に示すとおり，炉心損傷を防止できない事故シーケンスのうち，格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては，大破断 LOCA と非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。これらのことから，「a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において選定した評価事故シーケンス，「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定する。</p> <p>有効性評価に当たっては，酸素濃度の上昇に着目する観点から，ジルコニウム－水反応による水素ガスの過剰な発生の抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素ガスを原子炉格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し，炉心損傷後に原子炉注水に成功し，格納容器ベントを実施しない場合について評価するものとする。</p> <p>e. 熔融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，熔融炉心・コンクリート相互作用の観点からは，原子炉格納容器下部に落下する熔融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高压で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される熔融炉心が分散され易く，また，落下速度が大きくなることで，原子炉格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり，落下した熔融炉心が冷却され易いと考ええると，原子炉圧力容器が低压で破損に至る場合の方が，原子炉格納容器下部へ一体となって落下する熔融炉心の割合が多くなると考えられる。また，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低压状態で破損する PDS を選定するものとし，高压状態で破損する TQUX, TBU 及び長</p>	<p>器破損モードは P R Aから抽出されたものではないが，評価のために P D Sを格納容器先行破損の事故シーケンス以外の P D Sから選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが，酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム－水反応による水素ガス発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム－水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から，L O C Aとその他の P D Sに大別できる。L O C Aでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウム－水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり，水素濃度は 13vol%を上回るものの，その他の P D Sに比べて水素ガス発生量が少なくなると考えられる。このため，L O C Aでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他の P D Sよりも相対的に高くなる可能性が考えられる。</p> <p>以上のことから，同じ P D Sでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。また，1.2.1.1(3)に示すとおり，炉心損傷を防止できない事故シーケンスのうち，格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては，大破断 L O C Aと非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。これらのことから，「(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）」において選定した評価事故シーケンス，「大破断 L O C A＋E C C S 注水機能喪失」を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定する。</p> <p>有効性評価に当たっては，酸素濃度の上昇に着目する観点から，ジルコニウム－水反応による水素ガスの過剰な発生の抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素ガスを格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し，炉心損傷後に原子炉注水に成功し，格納容器ベントを実施しない場合について評価するものとする。</p> <p>e. 熔融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>本格納容器破損モードに含まれる P D Sのうち，熔融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）の観点からは，格納容器下部に落下する熔融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高压で破損に至る場合，格納容器に放出される熔融炉心が分散され易く，また，落下速度が大きくなることで，格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり，落下した熔融炉心が冷却され易いと考ええると，原子炉圧力容器が低压で破損に至る場合の方が，格納容器下部へ一体となって落下する熔融炉心の割合が多くなると考えられる。また，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低压状態で破損する P D Sを選定するものとし，高压</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>期 TB は選定対象から除外する。LOCA は原子炉格納容器下部への冷却材の流入の可能性があり，熔融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため，選定対象から除外する。よって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しい PDS として，原子炉の水位低下が早く，対策実施までの時間余裕の観点から厳しい TQUV を選定する。</p> <p>TQUV に属する事故シーケンスのうち，事象進展が早く，対応時の時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因とし，発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」を評価事故シーケンスとして選定する。</p> <p>格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2－3 表に示す。</p> <p>6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定</p> <p>「6.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定」に挙げた格納容器破損モードについては，格納容器破損防止対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。なお，格納容器直接接触（シェルアタック）については，BWR MARK-I 型の原子炉格納容器に特有の格納容器破損モードであり，RCCV 型の原子炉格納容器は熔融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触する構造ではないため，格納容器直接接触（シェルアタック）に係る評価項目「原子炉格納容器の床上に落下した熔融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること」については，有効性を確認するための評価項目として設定しない。</p> <p>(1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が，限界圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。</p> <p>(2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が，限界温度 200℃を下回ること。</p> <p>(3) 放射性物質の総放出量は，放射性物質による環境への汚染の視点も含め，環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。</p> <p>(4) 原子炉圧力容器の破損までに，原子炉圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。</p> <p>(5) 急速な原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重に</p>	<p>状態で破損する T Q U X，T B U 及び長期 T B は選定対象から除外する。L O C A は原子炉圧力容器損のタイミングが過渡事象より早いため，熔融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが，有効性評価における本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること，原子炉圧力容器破損までの時間余裕は事象発生から 3 時間以上であることから，事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。また，F C I と M C C I は原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから，F C I と同じ P D S を選定することにより，一連のプラント挙動を確認することができる。以上より，M C C I への対応の厳しさの観点で T Q U V を評価対象 P D S として選定する。</p> <p>T Q U V に属する事故シーケンスのうち，時間余裕の厳しさの観点から，事象進展が早い過渡事象を起因とする，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペDESTAL）」を評価事故シーケンスとして選定する。</p> <p>格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2-3 表に示す。</p> <p>1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定</p> <p>「1.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定」に挙げた格納容器破損モードについては，格納容器破損防止対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。なお，格納容器直接接触（シェルアタック）については，BWR MARK-I 型の格納容器に特有の格納容器破損モードであり，東海第二発電所の MARK-II 型の格納容器は熔融炉心が格納容器バウンダリに直接接触する構造ではないため，格納容器直接接触（シェルアタック）に係る評価項目「原子炉格納容器の床上に落下した熔融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること」については，有効性を確認するための評価項目として設定しない。</p> <p>(1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が，限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa [gage]を下回ること。</p> <p>(2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が，限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。</p> <p>(3) 放射性物質の総放出量は，放射性物質による環境への汚染の視点も含め，環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。</p> <p>(4) 原子炉圧力容器の破損までに，原子炉圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。</p> <p>(5) 急速な原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重に</p>	<p>・評価対象 PDS は，東海第二と柏崎同様（選定理由が異なるのみ）。</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>よって，原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。</p> <p>(6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には，原子炉格納容器内の酸素濃度が 5vol%以下であること。</p> <p>(7) 可燃性ガスの蓄積，燃焼が生じた場合においても，(1)の要件を満足すること。</p> <p>(8) 熔融炉心による侵食によって，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること。</p>	<p>よって，原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。</p> <p>(6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には，原子炉格納容器内の酸素濃度が 5vol%以下であること。</p> <p>(7) 可燃性ガスの蓄積，燃焼が生じた場合においても，(1)の要件を満足すること。</p> <p>(8) 熔融炉心による侵食によって，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること。</p> <p>このうち，原子炉圧力容器が健全な評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7) が評価対象となる。原子炉圧力容器の破損を仮定する評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(4)，(5)及び(8)が評価対象となるが，原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7)についても評価を行う。</p> <p>(添付資料 1.2.4)</p>	<p>・東二は適用される評価項目について記載（記載の充実）。</p>
<p>6.2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>6.2.3.1 想定事故</p> <p>「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」については，本発電用原子炉施設において，使用済燃料プール内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する以下の事故の評価を行う。</p>	<p>1.2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>1.2.3.1 想定事故</p> <p>「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」については，本発電用原子炉施設において，使用済燃料プール内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する以下の事故の評価を行う。</p>	
<p>(1) 想定事故 1</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故</p>	<p>(1) 想定事故 1</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故</p>	
<p>(2) 想定事故 2</p> <p>サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故</p>	<p>(2) 想定事故 2</p> <p>サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故</p>	
<p>6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定</p> <p>「6.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故については，使用済燃料プールにおける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。</p> <p>(1) 有効燃料棒頂部が冠水していること。</p> <p>(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。</p> <p>(3) 未臨界が維持されていること。</p>	<p>1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目</p> <p>「1.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故については，使用済燃料プールにおける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。</p> <p>(1) 燃料有効長頂部が冠水していること。</p> <p>(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。</p> <p>(3) 未臨界が維持されていること。</p>	
<p>6.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定</p> <p>「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，復</p>	<p>1.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定</p> <p>「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，復</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>水器真空破壊から制御棒引き抜き開始までの期間を評価対象<sup>※</sup>とし，原子炉の水位，温度，圧力等のプラントパラメータの類似性，保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性，起因事象及び成功基準に関する類似性に応じて，プラントの状態を適切に区分する。また，区分したプラント状態を考慮し，燃料の著しい損傷に至る可能性がある想定する事故シーケンスを，本発電用原子炉施設を対象とした PRA の結果を踏まえて，運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し，運転停止中事故シーケンスグループごとに，重要事故シーケンスを選定して評価を行う。</p> <p>※：「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり，本評価対象と異なる。ただし，「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては，給復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり，かつ発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル 1PRA の評価範囲と位置づけている。</p> <p>(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出</p> <p>内部事象停止時レベル 1PRA においては，各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第 6.2－7 図に示すイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。</p> <p>(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化</p> <p>PRA の結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお，反応度の誤投入については，複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく，また万一，反応度事故に至った場合でも，局所的な事象で収束し，燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから，内部事象停止時レベル 1PRA の起因事象から除外しているが，本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。</p> <p>a. 崩壊熱除去機能喪失 b. 全交流動力電源喪失 c. 原子炉冷却材の流出 d. 反応度の誤投入</p>	<p>水器真空破壊から制御棒引き抜き開始までの期間を評価対象<sup>※</sup>とし，原子炉の水位，温度，圧力などのプラントパラメータの類似性，保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性，起因事象，成功基準に関する類似性に応じて，プラントの状態を適切に区分する。また，区分したプラント状態を考慮し，燃料の著しい損傷に至る可能性がある想定する事故シーケンスを，本発電用原子炉施設を対象とした P R Aの結果を踏まえ運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し，運転停止中事故シーケンスグループごとに，重要事故シーケンスを選定して評価を行う。</p> <p>※：「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から，原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり，本評価対象と異なる。ただし，「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては，給復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり，かつ発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル1 P R Aの評価範囲と位置づけている。</p> <p>(添付資料 1. 2. 5)</p> <p>(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出</p> <p>内部事象停止時レベル 1 P R Aにおいては，各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第1. 2-7図に示すイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。</p> <p>(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化</p> <p>P R Aの結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお，反応度の誤投入については，複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく，また万一，反応度事故に至った場合でも，局所的な事象で収束し，燃料の著しい破損または大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから，内部事象停止時レベル 1 P R Aの起因事象から除外しているが，本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。</p> <p>a．崩壊熱除去機能喪失 b．全交流動力電源喪失 c．原子炉冷却材の流出 d．反応度の誤投入</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 重要事故シーケンスの選定</p> <p>運転停止中事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕，燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しいシーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，RHR 機能喪失[フロントライン]を起因事象とする「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却海水系を含む）の故障によって崩壊熱除去機能が喪失する場合については，事象進展が同様となる全交流動力電源喪失において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失</p> <p>運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，外部電源喪失とともに非常用ディーゼル発電機が機能喪失し，全交流動力電源喪失に至る「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，本重要事故シーケンスは，従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮したものとなっている。</p> <p>c. 原子炉冷却材の流出</p> <p>事象認知までに要する時間や冷却材の流出量の観点から，「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，内部事象停止時レベル 1PRA では，RHR の原子炉停止時冷却モードの吸込みノズルの設置位置が，有効燃料棒頂部より高い位置にあり，冷却材の流出が発生したとしても燃料露出に至らないことから，「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は起因事象として同定していないが，「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」において設定する「(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮して，あらためて起因事象として選定した。</p> <p>d. 反応度の誤投入</p>	<p>(3) 重要事故シーケンスの選定</p> <p>運転停止中事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，燃料損傷までの時間余裕，燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しい事故シーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，「残留熱除去系の故障（RHR 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ない原子炉停止後 1 日後に，崩壊熱除去機能が喪失する事象を想定する。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失</p> <p>本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ない原子炉停止後 1 日後に，崩壊熱除去機能が喪失する事象を想定する。</p> <p>c. 原子炉冷却材の流出</p> <p>燃料損傷までの時間余裕が最も短く，代表性を有する事故シーケンスとして，「原子炉冷却材の流出（RHR 切替時の LOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお，流出流量が比較的大きい，CRD 点検時の LOCA 及び LPRM 点検時の LOCA については，作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であり認知が容易であること，及び燃料損傷防止対策となる待機中の ECCS・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）の設備容量が流出流量より十分大きいことを考慮し，重要事故シーケンスとしては選定しない。また，CUW ブロー時の LOCA については，原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため，原子炉ウェル水位は適宜監視されており，認知が容易であることから重要事故シーケンスとしては選定しない。</p> <p>d. 反応度の誤投入</p>	<p>・柏崎は，原子炉補機冷却系により非常用 DG と RHR を冷却しているため，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループにおいて原子炉補機冷却系の喪失を想定。</p> <p>・東海第二は非常用 DG と RHR の補機冷却系が独立しているため，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループにおいて原子炉補機冷却系の喪失は想定していない。原子炉補機冷却系の喪失は，本事故シーケンスグループの燃料損傷防止対策が有効である。</p> <p>・設備の違い。</p> <p>・東二は重要事故シーケンスとして選定していない事象の選定しない理由を記載（記載の充実）。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>反応度の誤投入に係る事故シーケンスは「反応度の誤投入」のみであることから、重要事故シーケンスとして選定する。具体的には、代表性の観点から、「停止中に実施される試験等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定する。</p> <p>各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第6.2-4表に示す。</p>	<p>反応度の誤投入に係る事故シーケンスは「反応度の誤投入」のみであることから、重要事故シーケンスとして選定する。具体的には、代表性の観点から、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を想定する。</p> <p>各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第1.2-4表に示す。</p>	
<p>6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定</p> <p>「6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては、運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。</p> <p>(1) 有効燃料棒頂部が冠水していること。</p> <p>(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。</p> <p>(3) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く）。</p>	<p>1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定</p> <p>「1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては、運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。</p> <p>(1) 燃料有効長頂部が冠水していること。</p> <p>(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。</p> <p>(3) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く）。</p>	
<p>6.3 評価に当たって考慮する事項</p> <p>6.3.1 有効性評価において考慮する措置</p> <p>グループ化した事故シーケンスごとに、関連する措置を「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」及び「添付書類八 1.10.2 発電用原子炉設置変更許可申請（平成25年9月27日申請）に係る実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則への適合」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては、「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で講じることとした措置のうち、「添付書類八 1.10.2 発電用原子炉設置変更許可申請（平成25年9月27日申請）に係る実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則への適合」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源、燃料及び電源の資源や要員を整理し、資源及び要員の確保に関する評価を行う。</p> <p>なお、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における1つの事故シーケンスグループにおいて複数の対策があり、それぞれで重要事故シーケンス等を選定していない場合には、代表性、包絡性を整理し解析を行う。また、「運転中の原子炉における重大事故」における1つの格納容器破損モードにおいて複数の対策がある場合には各々の対策において解析を行う。</p>	<p>1.3 評価に当たって考慮する事項</p> <p>1.3.1 有効性評価において考慮する措置</p> <p>グループ化した事故シーケンス毎に関連する措置を「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」及び「重大事故等対処設備について」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で講じることとした措置のうち、「重大事故等対処設備について」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源、燃料、電源等の資源や要員を整理し、資源及び要員の確保に関する評価を行う。</p> <p>なお、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における1つの事故シーケンスグループ並びに「運転中の原子炉における重大事故」における1つの格納容器破損モードにおいて複数の対策があり、それぞれで重要事故シーケンスを選定していない場合には、代表性及び包含性を整理し、解析を行う。</p>	
<p>6.3.2 安全機能の喪失に対する仮定</p>	<p>1.3.2 安全機能の喪失に対する仮定</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>グループ化した事故シーケンスごとに，PRA の結果を踏まえ，起因事象の発生に加えて想定する多重故障，共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。また，機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。</p>	<p>グループ化した事故シーケンス毎に，P R Aの結果を踏まえ，起因事象の発生に加えて，想定する多重故障，共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。また，機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。</p> <p>（添付資料 1. 3. 1）</p>	
<p>6. 3. 3 外部電源に対する仮定</p> <p>外部電源有無の双方について考慮するが，基本的には常用系機器の機能喪失，工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作への影響を考慮して外部電源がない場合を想定する。ただし，外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は，外部電源がある場合を想定する。</p>	<p>1. 3. 3 外部電源に対する仮定</p> <p>外部電源の有無の双方について考慮するが，基本的には原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生するため，原子炉水位の低下が大きくなる厳しい条件として外部電源ありを想定し，運転員等操作においては外部電源がない場合も考慮する。ただし，外部電源がない場合の方が有効性を確認するための評価項目に対する余裕が小さくなるような場合には，外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>・東海第二では，原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに，運転員等操作の観点では外部電が無い場合を考慮している。</p>
<p>6. 3. 4 単一故障に対する仮定</p> <p>重大事故等は，設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており，さらに，重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから，重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。</p>	<p>1. 3. 4 単一故障に対する仮定</p> <p>重大事故等は設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており，さらに，重大事故等対処設備は設計基準事故対処設備に対して可能な限り多様性を考慮して設置していることから，重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。</p>	
<p>6. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定</p> <p>事故に対処するために必要な運転員等の手動操作については，原則として，中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として，確実な実施のための時間余裕を含め，以下に示す時間で実施するものとして考慮する。</p> <p>(1) 可搬型設備に関しては，事象発生から 12 時間は，可搬型設備を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，その機能に期待しないと仮定する。ただし，要員の確保等速やかに対応可能な体制が整備されている場合を除く。</p> <p>(2) 可搬型設備以外の操作については，実際の操作に要する時間の不確定性を考慮し，以下の考え方に基づき設定する。</p> <p>a. 中央制御室で警報発信等を起点として実施する操作については，事象発生後の状況の把握や他のパラメータの確認等を考慮して開始するものとする。</p> <p>b. 上記操作に引き続き中央制御室で実施する操作については，速やかに操作を開始するものとし，個別の運転操作に必要な時間を考慮する。運転員は手順書に従い，各操作条件を満たせば順次操作を実施するものとし，有効性評価における解析の条件設定においては，各操作に必要な時間に基づき設定する。なお，事象発生直後の輻輳している状態においては操作を開始するまでの時間余裕を考慮する。</p>	<p>1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定</p> <p>重大事故等が発生した場合の対応は運転手順書に基づいて実施するため，有効性評価では，事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定しているが，運転員等操作の仮定に際しては，以下のとおり操作時間余裕を考慮している。</p> <p>(1) 運転員等の操作時間余裕に関する基本設定</p> <p>有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作時間余裕は，以下のとおり設定している。</p> <p>a．事象発生直後の中央制御室では 10 分間※ 1 の状況確認を行うものとし，状況確認後に引き続いて実施する操作については，状況確認 10 分+操作時間※ 2 とする。</p> <p>b．操作開始条件に到達したことを起点とした操作については，操作開始条件到達時点から操作時間※ 2 を考慮する。</p> <p>c．ただし，パラメータ変化が緩やかで対応操作までの時間余裕が十分確保でき，数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については，操作開始条件に到達した時点で操作が完了するものとする。</p> <p>d．その他，設定した時間までに時間余裕が十分ある操作については，設定時間で操作完了するものとする。</p> <p>※1：原子炉スクラム確認は，事象発生後の最初の確認項目であり，スクラムに</p>	<p>・有効性評価解析における，解析上の操作開始条件設定の考え方が異なる。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 現場で実施する操作については、個別の現場操作に必要な時間を考慮する。なお、有効性評価における解析の条件設定においては、操作場所までのアクセスルート の状況、操作場所の作業環境等を踏まえて、現場操作に必要な時間を設定する。</p> <p>(3) 有効性評価における操作時間は、「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で示している操作時間と同一若しくは時間余裕を踏まえて設定する。</p>	<p>失敗している場合は直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し、原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため、10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即した有効性評価とならないことから、原子炉停止機能喪失では、10分の状況確認時間を設定せずに、個別に状況確認時間を設定する。</p> <p>※2：訓練等に基づく実移動時間や、操作等に必要な時間から保守的に設定している。</p> <p>なお、運転員等は運転手順書に従い、各操作条件を満たせば順次操作を実施するが、有効性評価における解析の条件設定においては、操作場所までのアクセスルートの状況、操作場所の作業環境を踏まえ、実現可能と考えられる操作時間の想定に基づき上記の操作時間を設定する。</p> <p>(2) 操作時間の積上げについて</p> <p>(1)の基本設定において a. 及び b. に分類される操作時間の積上げについては、原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし、以下の操作については、5分単位の切上げを行わないものとする。</p> <p>① 原子炉スクラム失敗時の対応操作</p> <p>原子炉スクラム失敗を確認した後に、直ちに実施する一連の操作であり、5分単位の切上げを行うことで、実際の運転手順に即した有効性評価とならないため、切上処理は行わないものとする。</p> <p>② 可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧操作</p> <p>時間余裕を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に、一連の操作として行う短時間の単一操作であるため、切上処理は行わないものとする。</p> <p>③ 原子炉圧力容器破損時の対応操作</p> <p>原子炉圧力容器破損判断で実施する操作については、原子炉圧力容器破損前に破損の兆候を検知し、破損判断パラメータを常時監視することによって、原子炉圧力容器破損後に時間遅れなく操作に移行できるため、切上処理は行わないものとする。</p> <p>(添付資料1.3.2，1.3.3，1.3.4)</p>	
<p>6.3.6 考慮する範囲</p> <p>有効性評価を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。</p> <p>有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが、有効性評価における解析としては、原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし、外部支援がないものとし</p>	<p>1.3.6 考慮する範囲</p> <p>有効性評価の実施に当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。</p> <p>また、有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが、有効性評価における解析としては、原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし、外部支援がないも</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>て 7 日間の対策成立性を評価する。</p> <p>燃料の種類については，代表的に 9×9 燃料（A 型）を評価対象とする。設計基準事故においては，9×9 燃料（A 型）及び 9×9 燃料（B 型）の熱水力特性がほぼ同じであり，また，炉心全体及び局所的な核特性が混在炉心ゆえに厳しくなることはないため，代表的に 9×9 燃料（A 型）のみ及び 9×9 燃料（B 型）のみで構成された炉心について，解析条件を厳しく与え，評価を行っているが，燃料の種類の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていない。これらの結果を考慮して，また，本発電用原子炉施設の重大事故等対策（設備，手順等）の有効性を確認するという重大事故等対策の有効性評価の目的を踏まえて，評価対象の燃料の種類は 1 つとし，代表的に 9×9 燃料（A 型）について評価を行う。</p> <p>6.4 有効性評価に使用する計算プログラム</p> <p>有効性評価に使用する解析コードは，事故シーケンスの特徴に応じて，重要現象がモデル化されており，実験等をもとに妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして，以下に示す解析コードを使用する。また，重要事故シーケンス等に対して適用する解析コードについて，事故シーケンスグループ等との対応を第 6.4－1 表から第 6.4－3 表に示す。</p> <p>ここで記載している，解析コードの妥当性確認内容や不確かさ等については，「追補 2．Ⅲ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」に示す。</p> <p>6.4.1 SAFER</p> <p>6.4.1.1 概要</p> <p>長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER は長期間の原子炉内熱水力過渡変化を解析するコードである。原子炉内を 9 ノードに分割し，原子炉圧力，各ノードの水位変化等を計算する。原子炉内冷却材量の評価に当たっては，上部タイプレート，炉心入口オリフィス等での気液対向流制限現象（CCFL）及び上部プレナムにおけるサブクール域の局在化により冷却材が下部プレナムに落下する現象（CCFL ブレークダウン）を考慮することができる。</p> <p>また，本コードでは，平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体に対して燃料ペレット，燃料被覆管，チャンネルボックス等の温度計算を行う。燃料被覆管の温度計算においては，その冷却状態に応じた熱伝達係数，燃料棒間の輻射及び燃料棒とチャンネルボックスの輻射を考慮することができる。また，燃料被覆管と冷却水又は水蒸気との化学反応（ジルコニウム－水反応）を Baker－Just の式によって計算し，表面の酸化量を求める。さらに，燃料棒内の圧力を計算することによって，燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し，破裂が起きた場合には，燃料被覆管の内面に対してもジルコニウム－水反応を考慮する。</p>	<p>のとして 7 日間の対策成立性を評価する。</p> <p>燃料の種類については，代表的に 9×9 燃料（A 型）を評価対象とする。9×9 燃料（A 型）及び 9×9 燃料（B 型）の熱水力特性はほぼ同じであり，また，炉心全体及び局所的な核特性が混在炉心ゆえに厳しくなることはないため，代表的に 9×9 燃料（A 型）単独炉心及び 9×9 燃料（B 型）単独炉心について，解析条件を厳しく与え評価を行っているが，燃料型式の違いにより解析結果に大きな差異は確認されていない。これらの結果及び本発電用原子炉施設の重大事故等対策（設備，手順等）の有効性を確認するという目的を踏まえ，評価対象の燃料型式は 1 つとし，代表的に 9×9 燃料（A 型）について評価を実施する。</p> <p>（添付資料 1.3.5）</p> <p>1.4 有効性評価に使用する計算プログラム</p> <p>有効性評価に使用する解析コードは，事故シーケンスの特徴に応じて，重要現象がモデル化されており，実験等を基に妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして，以下に示す解析コードを使用する。また，重要事故シーケンスに対して適用する解析コードについて，事故シーケンスグループ等との対応を第 1.4－1 表から第 1.4－3 表に示す。</p> <p>ここで記載している解析コードの妥当性確認内容や不確かさ等については，「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」に示す。</p> <p>（添付資料 1.4.1）</p> <p>1.4.1 S A F E R</p> <p>1.4.1.1 概 要</p> <p>長期間熱水力過渡変化解析コード S A F E R は，長期間の原子炉内熱水力過渡変化を解析するコードである。原子炉内を 9 ノードに分割し，原子炉圧力，各ノードの水位変化等を計算する。原子炉内冷却材量の評価に当たっては，上部タイプレート及び炉心入口オリフィス等での気液対向流制限現象（C C F L）並びに上部プレナムにおけるサブクール域の局在化により冷却材が下部プレナムに落下する現象（C C F L ブレークダウン）を考慮することができる。</p> <p>本コードでは，平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体に対して燃料ペレット，燃料被覆管，チャンネルボックス等の温度計算を行う。燃料被覆管の温度計算においては，その冷却状態に応じた熱伝達係数，燃料棒間の輻射及び燃料棒とチャンネルボックスの輻射を考慮することができる。また，燃料被覆管と冷却水又は水蒸気との化学反応（ジルコニウム－水反応）を B a k e r － J u s t の式によって計算し，表面の酸化量を求める。さらに，燃料棒内の圧力を計算することによって，燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し，破裂が起きた場合には，燃料被覆管の内面に対してもジルコニウム－水反応を考慮する。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，プラント過渡特性パラメータ，非常用炉心冷却系等の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管の最高温度，燃料被覆管酸化量等が求められる。</p> <p>6.4.1.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心及び原子炉圧力容器における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉心</p> <p>核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。</p> <p>熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果及び気液熱非平衡がモデル化されている。</p> <p>(2) 原子炉圧力容器</p> <p>重要現象として，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・代替注水設備含む）がモデル化されている。</p> <p>6.4.1.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，TBL，ROSA－Ⅲ及びFIST－ABWR の実験解析により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4－4 表に示すとおりである。</p> <p>6.4.2 CHASTE</p> <p>6.4.2.1 概要</p> <p>炉心ヒートアップ解析コード CHASTE は，燃料ペレット，燃料被覆管，チャンネルボックス等の温度計算を行うコードである。本コードは，燃料ペレットを半径方向に最大 9 ノードに分割し，燃料集合体内燃料棒を 1 本ごとに全て取り扱い，その熱的相互作用（輻射）を考慮している。また，ジルコニウム－水反応を Baker－Just の式によって計算し，表面の酸化量を求める。さらに，燃料棒内の圧力を計算することによって，燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し，破裂が起きた場合には，燃料被覆管の内面に対してもジルコニウム－水反応を考慮する。燃料被覆管表面からの除熱に対する熱伝達係数は，SAFER で求めた値を用いる。</p> <p>本コードの入力は，原子炉出力及び原子炉圧力の時間変化，炉心露出時間，再冠水時間，炉心スプレイによる冷却開始時間等のプラント過渡特性，燃料集合体及び炉心に関するデータ並びに熱伝達係数変化であり，出力として，燃料被覆管の最高温度，</p>	<p>本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，プラント過渡特性パラメータ，非常用炉心冷却系等の特性，想定破断の位置，破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，燃料被覆管酸化量等が求められる。</p> <p>1.4.1.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心及び原子炉圧力容器における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉 心</p> <p>核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。</p> <p>熱流動については，重要現象として，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がモデル化されている。</p> <p>(2) 原子炉圧力容器</p> <p>重要現象として，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 E C C S 注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。</p> <p>1.4.1.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，T B L，R O S A－Ⅲ及びF I S T－A B W R の実験解析により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4-4 表に示すとおりである。</p>	<p>・東海第二ではCHASTEコードを使用していないため記載していない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>燃料被覆管酸化量等が求められる。</p> <p>6.4.2.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて、炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉心</p> <p>核については、重要現象として、崩壊熱がモデル化されている。</p> <p>燃料については、重要現象として、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。</p> <p>6.4.2.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、BWR－FLECHT 実験解析、炉心冷却実験解析及びスプレイ冷却特性実験解析により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 6.4－5 表に示すとおりである。</p> <p>6.4.3 REDY</p> <p>6.4.3.1 概要</p> <p>プラント動特性解析コード REDY は、炉心、原子炉压力容器、原子炉压力容器内部構造物、原子炉冷却材再循環系、主蒸気管、タービン系、原子炉格納容器等のプラント全体を模擬し、6 群の遅発中性子及び反応度フィードバックを含む炉心一点近似動特性、燃料棒の熱的動特性及び冷却材の熱水力挙動を計算する。</p> <p>本コードの入力は、原子炉出力、炉心流量等の初期条件、原子炉、主蒸気管、原子炉格納容器等のデータ、核データ、燃料棒データ、各種制御系データ等であり、出力として、原子炉出力、原子炉圧力、炉心流量、原子炉水位、格納容器圧力、サプレッション・チェンバ・プール水温度等の時間変化が求められる。</p> <p>なお、本コードは、従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに、格納容器圧力、サプレッション・チェンバ・プール水温度の時間変化を求めることができるように、格納容器モデルを追加したものである。</p> <p>6.4.3.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて、炉心、原子炉压力容器及び原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉心</p> <p>核については、重要現象として核分裂出力、反応度フィードバック効果及び崩壊熱がモデル化されている。</p> <p>熱流動については、重要現象として、沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。</p>	<p>1.4.2 REDY</p> <p>1.4.2.1 概 要</p> <p>プラント動特性解析コードREDYは、炉心、原子炉压力容器、原子炉压力容器内部構造物、原子炉冷却材再循環系、主蒸気管、タービン系、格納容器等のプラント全体を模擬し、6 群の遅発中性子及び反応度フィードバックを含む炉心一点近似動特性、燃料棒の熱的動特性及び冷却材の熱水力挙動を計算する。</p> <p>本コードの入力は、原子炉出力、炉心流量等の初期条件、原子炉、主蒸気管、格納容器等のデータ、核データ、燃料棒データ、各種制御系データ等であり、出力として、原子炉出力、原子炉圧力、炉心流量、原子炉水位、格納容器圧力、サプレッション・プール水温度等の時間変化が求められる。</p> <p>なお、本コードは、従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに、格納容器圧力、サプレッション・プール水温度の時間変化を求めることができるように、格納容器モデルを追加したものである。</p> <p>1.4.2.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて、炉心、原子炉压力容器及び格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉 心</p> <p>核については、重要現象として核分裂出力、反応度フィードバック効果（ボイド反応度、ドップラ反応度、ボロン反応度）及び崩壊熱がモデル化されている。</p> <p>熱流動については、重要現象として、沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 原子炉压力容器</p> <p>重要現象として，冷却材流量変化，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）及びほう酸水の拡散がモデル化されている。</p> <p>(3) 原子炉格納容器</p> <p>重要現象として，サプレッション・プール冷却がモデル化されている。</p> <p>6.4.3.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ABWR 実機試験解析，設計解析での確認等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4－6 表に示すとおりである。</p> <p>6.4.4 SCAT</p> <p>6.4.4.1 概要</p> <p>単チャンネル熱水力解析コード SCAT は，単一チャンネルを模擬し，これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて，燃料棒には半径方向にのみ熱伝導方程式を適用して冷却材への熱伝達を計算し，チャンネル内冷却材には，質量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。</p> <p>本コードの入力は，燃料集合体の幾何学的形状，軸方向出力分布等の炉心データ，燃料集合体出力，チャンネル入口流量等の初期条件，REDY コードの出力から得られたチャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり，出力として，GEXL 相関式に基づく限界出力比（CPR），各ノードでの冷却材流量，クオリティ等の時間変化が求められる。</p> <p>なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，沸騰遷移後の燃料被覆管温度を求めることができるように，沸騰遷移後の燃料被覆管－冷却材間の熱伝達評価式とリウエット相関式を適用している。</p> <p>6.4.4.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉心</p> <p>核については，重要現象として，出力分布変化がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。</p> <p>熱流動については，重要現象として，気液熱非平衡がモデル化されている。</p> <p>6.4.4.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施して</p>	<p>(2) 原子炉压力容器</p> <p>重要現象として，冷却材流量変化，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）及びほう酸水の拡散がモデル化されている。</p> <p>(3) 格納容器</p> <p>重要現象として，サプレッション・プール冷却がモデル化されている。</p> <p>1.4.2.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ABWR 実機試験解析，設計解析での確認等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4－5 表に示すとおりである。</p> <p>1.4.3 SCAT</p> <p>1.4.3.1 概要</p> <p>単チャンネル熱水力解析コードSCATは，単一チャンネルを模擬し，これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて，燃料棒には半径方向にのみ熱伝導方程式を適用して冷却材への熱伝達を計算し，チャンネル内冷却材には，質量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。</p> <p>本コードの入力は，燃料集合体の幾何学的形状，軸方向出力分布等の炉心データ，燃料集合体出力，チャンネル入口流量等の初期条件，REDY コードの出力から得られたチャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり，出力として，GEXL 相関式に基づく限界出力比，各ノードでの冷却材流量，クオリティ等の時間変化が求められる。</p> <p>なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，沸騰遷移後の燃料被覆管温度を求めることができるように，沸騰遷移後の燃料被覆管－冷却材間の熱伝達評価式とリウエット相関式を適用している。</p> <p>1.4.3.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉 心</p> <p>核については，重要現象として，出力分布変化がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。</p> <p>熱流動については，重要現象として，気液熱非平衡がモデル化されている。</p> <p>1.4.3.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施して</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>いる。具体的には，ATLAS 試験，NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4-7 表に示すとおりである。</p> <p>6.4.5 MAAP</p> <p>6.4.5.1 概要</p> <p>シビアアクシデント総合解析コード MAAP は，炉心損傷を伴う事故シーケンスについて，炉心損傷，原子炉圧力容器破損，原子炉格納容器破損，放射性物質の環境放出に至るまでのプラント内の熱水力及び放射性物質挙動を解析するコードである。炉心損傷後の原子炉内及び原子炉格納容器内を一次系，ドライウエル，ウェットウエルに分割し，重大事故等時に想定される炉心のヒートアップ，燃料被覆管の酸化・破裂，炉心損傷，熔融炉心移行挙動と冷却性，水素ガスと水蒸気の生成，熔融炉心・コンクリート反応，格納容器圧力・温度，放射性物質の放出と移行／沈着挙動等の諸現象がモデル化され，また，種々の注水設備や冷却設備の特性や制御系がモデル化できるため，自動トリップや運転員操作等によるシステム応答を含む，重大事故等時のプラント挙動の評価が可能である。</p> <p>本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，格納容器自由空間体積，流路面積及び流路抵抗，注水設備，原子炉減圧設備及び冷却設備の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料温度，熔融炉心温度，格納容器圧力，格納容器温度，コンクリート侵食量，放射性物質の原子炉格納容器内の分布等が求められる。</p> <p>6.4.5.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器，原子炉格納容器，原子炉圧力容器（炉心損傷後），原子炉格納容器（炉心損傷後）における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉心</p> <p>核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管変形及び燃料被覆管酸化がモデル化されている。</p> <p>熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流がモデル化されている。</p> <p>(2) 原子炉圧力容器</p> <p>重要現象として，冷却材流出（臨界流・差圧流）及び ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。</p> <p>(3) 原子炉格納容器</p>	<p>いる。具体的には，ATLAS 試験，NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4-6 表に示すとおりである。</p> <p>1.4.4 MAAP</p> <p>1.4.4.1 概要</p> <p>シビアアクシデント総合解析コードMAAPは，炉心損傷を伴う事故シーケンスについて，炉心損傷，原子炉圧力容器破損，格納容器破損，放射性物質の環境放出に至るまでのプラント内の熱水力及び放射性物質挙動を解析するコードである。炉心損傷後の原子炉内及び格納容器内を一次系，ドライウエル及びウェットウエルに分割し，重大事故等時に想定される炉心のヒートアップ，燃料被覆管の酸化・破損，炉心損傷，熔融炉心移行挙動と冷却性，水素と水蒸気の生成，熔融炉心・コンクリート反応，格納容器圧力・温度，放射性物質の放出と移行／沈着挙動等の諸現象がモデル化され，また，種々の注水設備や冷却設備の特性や制御系がモデル化できるため，自動トリップや運転員操作等によるシステム応答を含む，重大事故等時のプラント挙動の評価が可能である。</p> <p>本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，格納容器自由空間体積，流路面積及び流路抵抗，注水設備，原子炉減圧設備及び冷却設備の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料温度，熔融炉心温度，格納容器圧力，格納容器温度，コンクリート侵食量，放射性物質の格納容器内の分布等が求められる。</p> <p>1.4.4.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器，格納容器，原子炉圧力容器（炉心損傷後），格納容器（炉心損傷後）における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉 心</p> <p>核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管変形及び燃料被覆管酸化がモデル化されている。</p> <p>熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（炉心水位）・対向流がモデル化されている。</p> <p>(2) 原子炉圧力容器</p> <p>重要現象として，冷却材流出（臨界流・差圧流）及びECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。</p> <p>(3) 格納容器</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>重要現象として，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，放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生並びに格納容器ベント及びサプレッション・プール冷却がモデル化されている。</p> <p>(4) 原子炉圧力容器（炉心損傷後）</p> <p>重要現象として，リロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FCI（熔融炉心細粒化），原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達），下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達，原子炉圧力容器破損及び原子炉圧力容器内 FP 挙動がモデル化されている。</p> <p>(5) 原子炉格納容器（炉心損傷後）</p> <p>重要現象として，原子炉圧力容器外 FCI（熔融炉心細粒化），原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達），格納容器下部床面での熔融炉心の拡がり，熔融炉心と格納容器下部プール水との伝熱，熔融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生，原子炉格納容器内 FP 挙動がモデル化されている。</p>	<p>重要現象として，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，放射線水分解等による水素・酸素発生並びに格納容器ベント及びサプレッション・プール冷却がモデル化されている。</p> <p>(4) 原子炉圧力容器（炉心損傷後）</p> <p>重要現象として，リロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 F C I（熔融炉心細粒化），原子炉圧力容器内 F C I（デブリ粒子熱伝達），下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達，原子炉圧力容器破損及び原子炉圧力容器内 F P 挙動がモデル化されている。</p> <p>(5) 格納容器（炉心損傷後）</p> <p>重要現象として，原子炉圧力容器外 F C I（熔融炉心細粒化），原子炉圧力容器外 F C I（デブリ粒子熱伝達），格納容器下部床面での熔融炉心の拡がり，熔融炉心と格納容器下部プール水との伝熱，熔融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生，格納容器内 F P 挙動がモデル化されている。</p>	
<p>6. 4. 5. 3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，TMI 事故解析，CORA 実験解析，HDR 実験解析，CSTF 実験解析，ACE 実験解析，SURC－4 実験解析，PHEBUS－FP 実験解析，ABCOVE 実験解析，感度解析等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6. 4－8 表に示すとおりである。</p>	<p>1. 4. 4. 3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，TMI 事故解析，CORA実験解析，HDR実験解析，C S T F 実験解析，A C E 実験解析，S U R C－4 実験解析，P H E B U S－F P 実験解析，A B C O V E 実験解析，感度解析等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1. 4-7 表に示すとおりである。</p>	
<p>6. 4. 6 APEX</p> <p>6. 4. 6. 1 概要</p> <p>反応度投入事象解析コード APEX は，熱的現象を断熱としており，炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による中性子動特性方程式で表し，出力の炉心空間分布を二次元（R－Z）拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は，出力分布に比例するものとし，炉心平均エンタルピがある程度上昇する間（エンタルピステップ）は，出力分布は一定としている。</p> <p>また，投入反応度としては，制御棒価値，スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが，このドップラ反応度は，二次元拡散計算による出力分布を考慮して求められる。</p> <p>APEX の入力は，炉心の幾何学的形状，各種中性子断面積，拡散係数，ドップラ係数，炉心動特性パラメータ等の核データ，制御棒反応度の時間変化等であり，出力として，中性子束分布，エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。</p> <p>APEX の出力に基づき，単チャンネル熱水力学解析を行う場合には，単チャンネル熱水力学解析コード SCAT（RIA 用）を用いる。</p> <p>SCAT（RIA 用）は，燃料棒を燃料ペレット，ペレットと燃料被覆管の間の空隙部で</p>	<p>1. 4. 5 A P E X</p> <p>1. 4. 5. 1 概 要</p> <p>反応度投入事象解析コード A P E X は，熱的現象を断熱としており，炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による中性子動特性方程式で表し，出力の炉心空間分布を二次元（R－Z）拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は，出力分布に比例するものとし，炉心平均エンタルピがある程度上昇する間（エンタルピステップ）は，出力分布は一定としている。また，投入反応度としては，制御棒価値，スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが，このドップラ反応度は，二次元拡散計算による出力分布を考慮して求められる。</p> <p>A P E X の入力は，炉心の幾何学的形状，各種中性子断面積，拡散係数，ドップラ係数，炉心動特性パラメータ等の核データ，制御棒反応度の時間変化等であり，出力として，中性子束分布，エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。</p> <p>A P E X の出力に基づき，単チャンネル熱水力学解析を行う場合には，単チャンネル熱水力学解析コード S C A T（R I A 用）を用いる。</p> <p>S C A T（R I A 用）は，燃料棒を燃料ペレット，ペレットと被覆管の間の空隙部</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>あるギャップ部，燃料被覆管で構成し，ノードごとに径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び燃料被覆管には，径方向一次元の非定常熱伝導方程式を適用して燃料棒内の温度分布を計算し，チャンネル内冷却材には，質量，運動量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。冷却材の沸騰状態に応じた熱伝達率相関式を用いることにより，燃料棒の除熱量を求める。</p> <p>SCAT（RIA 用）の入力は，APEX の出力から得られた炉心平均出力変化，炉心出力分布に加え，燃料集合体幾何条件，燃料集合体熱水力データ，燃料物性データ，ギャップ熱伝達係数，ペレット径方向出力分布，局所出力ピーキング係数等であり，出力として，非断熱燃料エンタルピの時間変化が求められる。</p>	<p>であるギャップ部，被覆管で構成し，ノードごとに径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び被覆管には，径方向一次元の非定常熱伝導方程式を適用して燃料棒内の温度分布を計算し，チャンネル内冷却材には，質量，運動量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。冷却材の沸騰状態に応じた熱伝達率相関式を用いることにより，燃料棒の除熱量を求める。</p> <p>SCAT（RIA用）の入力は，APEXの出力から得られた炉心平均出力変化，炉心出力分布に加え，燃料集合体幾何条件，燃料集合体熱水力データ，燃料物性データ，ギャップ熱伝達係数，ペレット径方向出力分布，局所出力ピーキング係数等であり，出力として，非断熱燃料エンタルピの時間変化が求められる。</p>	
<p>6.4.6.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉心</p> <p>核については，重要現象として，核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果及び制御棒反応度効果がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。</p>	<p>1.4.5.2 重要現象のモデル化</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。</p> <p>(1) 炉 心</p> <p>核については，重要現象として，核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果及び制御棒反応度効果がモデル化されている。</p> <p>燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。</p>	
<p>6.4.6.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，SPERT－ⅢE 炉心実験，実効共鳴積分測定に関わる Hellstrand の実験式，MISTRAL 臨界試験，実機での制御棒価値測定試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4－9 表に示すとおりである。</p>	<p>1.4.5.3 妥当性確認及び不確かさの把握</p> <p>事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの検証／妥当性確認を実施している。具体的には，SPERT－ⅢE 炉心実験，実効共鳴積分測定に関わる Hellstrandの実験式，MISTRAL臨界試験，実機での制御棒価値測定試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，検証／妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4-8 表に示すとおりである。</p>	
<p>6.5 有効性評価における解析の条件設定の方針</p> <p>6.5.1 解析条件設定の考え方</p> <p>有効性評価における解析の条件設定については，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。この際，「6.4 有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって，さらに本発電用原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし，「6.5.2 共通解析条件」に示す解析条件については共通の条件として設定する。</p> <p>なお，初期条件とは異常状態が発生する前の発電用原子炉施設の状態，事故条件と</p>	<p>1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針</p> <p>1.5.1 解析条件設定の考え方</p> <p>有効性評価における解析の条件設定については，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための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設定する。この際，「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって，さらに本発電用原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし，「1.5.2 共通解析条件」に示す解析条件については共通の解析条件として設定する。</p> <p>なお，初期条件とは異常状態が発生する前の発電用原子炉施設の状態，事故条件と</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>は重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態，機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態，操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。</p> <p>また，有効性評価においては発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定していることから，6 号及び 7 号炉で異なる評価条件を設定している場合は，両号炉の条件を記載する。</p> <p>6.5.2 共通解析条件</p> <p>操作条件については，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが，以下に示す解析条件は，各重要事故シーケンス等においてその影響が大きく変わらないことから共通の条件として設定する。また，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断による LOCA を想定する場合の配管の破断位置については，原子炉圧力容器内の保有水量，流出量等の観点から選定する。なお，解析条件の不確かさの影響については，グループ化した事故シーケンスごとに確認する。</p> <p>6.5.2.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故</p> <p>(1) 初期条件</p> <p>a. 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く事故シーケンスグループにおいて用いる条件</p> <p>(a) 初期運転条件</p> <p>原子炉熱出力の初期値として，定格値（3,926MWt），原子炉圧力の初期値として，定格値（7.07MPa[gage]）を用いるものとする。また，炉心流量の初期値として，定格値である 100％流量(52.2×103t/h)を用いるものとする。</p> <p>(b) 炉心及び燃料</p> <p>炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は 9×9 燃料（A 型）を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>a) 原子炉停止後の崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされた ANSI/ANS-5.1-1979+2σ を最確条件とした ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は燃焼度が高くなるサイクル末期炉心の平均燃焼度に，サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮して 10％の保守性を考慮した燃焼度 33GWd/t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第 6.5－1 図に示す。</p>	<p>は重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態，機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態，操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。</p> <p>(添付資料 1.5.1)</p> <p>1.5.2 共通解析条件</p> <p>操作条件については，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが，以下に示す解析条件は，各重要事故シーケンスにおいてその影響が大きく変わらないことから，原則として共通の条件として設定する。また，原子炉冷却材バウンダリを構成する配管の破断による LOCA を想定する場合の配管の破断位置については，原子炉圧力バウンダリに接続する液相部配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）を選定する。なお，解析条件の不確かさの影響については，グループ化した事故シーケンスごとに確認する。</p> <p>(添付資料 1.5.2)</p> <p>1.5.2.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>(1) 初期条件</p> <p>a. 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く事故シーケンスグループにおいて用いる条件</p> <p>(a) 初期運転条件</p> <p>原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力（圧力容器ドーム部）の初期値として定格値（6.93MPa[gage]）及び炉心流量の初期値として定格値（48,300t／h（100％流量））を用いるものとする。</p> <p>(b) 炉心及び燃料</p> <p>炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は 9×9 燃料(A 型)を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>(b-1) 原子炉停止後の崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされた ANSI／ANS-5.1-1979+2σ を最確条件とした ANSI／ANS-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は，1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(1 ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度 33GWd／t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第 1.5-1 図に示す。</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>b) 最大線出力密度</p> <p>燃料棒の最大線出力密度は，設計限界値として，44.0kW/m を用いるものとする。</p> <p>(c) 原子炉圧力容器</p> <p>原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。</p> <p>(d) 原子炉格納容器</p> <p>原子炉格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，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）」では原子炉格納容器に関する解析条件は用いない。</p> <p>a) 容 積</p> <p>原子炉格納容器容積について，ドライウエル空間部は，内部機器，構造物体積を除く全体積として7,350m<sup>3</sup>，ウェットウエル空間部は，必要最小空間部体積として5,960m<sup>3</sup>，ウェットウエル液相部は，必要最小プール水量として3,580m<sup>3</sup>を用いるものとする。</p> <p>b) 初期温度及び初期圧力</p> <p>原子炉格納容器の初期温度について，ドライウエル空間部温度は57℃，サブプレッション・チェンバ・プール水温は35℃を用いるものとする。また，原子炉格納容器の初期圧力は5.2kPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>c) サプレッション・チェンバ・プールの初期水位</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プールの初期水位は，通常運転時の水位として7.05m を用いるものとする。</p> <p>d) 真空破壊装置</p> <p>真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.43kPa（ドライウェル－サブプレッション・チェンバ間差圧））を用いるものとする。</p> <p>(e) 外部水源の温度</p> <p>外部水源の温度について，復水貯蔵槽の水温は初期温度を50℃とし，事象発生から12 時間以降は45℃，事象発生から24 時間以降は40℃とする。また，淡水貯水池の水温は40℃とする。</p> <p>(f) 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器，原子炉格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>b. 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において用いる条件</p> <p>(a) 初期運転条件</p> <p>原子炉熱出力の初期値として，定格値（3,926MWt），原子炉圧力の初期値とし</p>	<p>(b-2) 最大線出力密度</p> <p>燃料棒の最大線出力密度は，保安規定の運転上の制限における上限値として，44.0kW／m を用いるものとする。</p> <p>(c) 原子炉圧力容器</p> <p>原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。</p> <p>(d) 格納容器</p> <p>格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，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，格納容器に関する解析条件は用いない。</p> <p>(d-1) 容 積</p> <p>格納容器容積について，ドライウエルは設計値として5,700m<sup>3</sup>，ウェットウエル空間部及び液相部は，サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，サブプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する4,100m<sup>3</sup>（空間部）及び3,300m<sup>3</sup>（液相部）を用いるものとする。</p> <p>(d-2) 初期温度及び初期圧力</p> <p>格納容器の初期温度について，ドライウエル雰囲気温度は57℃，サブプレッション・プール水温度は32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は5kPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>(d-3) サプレッション・プール初期水位</p> <p>サブプレッション・プールの初期水位は，サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値である6.983m（サブプレッション・チェンバ底部が基準）を用いるものとする。 (添付資料 1.5.3)</p> <p>(d-4) ベント管真空破壊装置</p> <p>ベント管真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.45kPa（ドライウェル－サブプレッション・チェンバ間差圧））を用いるものとする。</p> <p>(e) 外部水源の温度</p> <p>外部水源の温度は，35℃とする。 (添付資料 1.5.4)</p> <p>(f) 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管，格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>b. 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において用いる条件</p> <p>(a) 初期運転条件</p> <p>原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力（圧力容器ドー</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>て、定格値（7.07MPa[gage]）を用いるものとする。また、 炉心流量の初期値として、 定格値である 100 % 流量(52.2×103t/h) ， 主蒸気流量の初期値として、 定格値（7.64×103t/h）を用いるものとする。</p> <p>(b) 給水温度</p> <p>給水温度の初期値は 215℃とする。</p> <p>(c) 燃料及び炉心</p> <p>炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお、炉心に関する条件は 9×9 燃料（A 型）を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>a) 最小限界出力比</p> <p>燃料の最小限界出力比は，設計限界値として，1.22 を用いるものとする。</p> <p>b) 最大線出力密度</p> <p>燃料棒の最大線出力密度は，設計限界値として，44.0kW/m を用いるものとする。</p> <p>c) 核データ</p> <p>動的ボイド係数（減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合で除した値）はサイクル末期の値の 1.25 倍，動的ドップラ係数（ドップラ係数を遅発中性子発生割合で除した値）はサイクル末期の値の 0.9 倍を用いるものとする。</p> <p>(d) 原子炉圧力容器</p> <p>原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。</p> <p>(e) 原子炉格納容器</p> <p>原子炉格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。</p> <p>a) 容積</p> <p>原子炉格納容器容積について，ドライウェル空間部は，内部機器，構造物体積を除く全体積として 7,350m3，ウェットウェル空間部は，必要最小空間部体積として 5,960m3，ウェットウェル液相部は，必要最小プール水量として 3,580m3 を用いるものとする。</p> <p>b) 初期温度及び初期圧力</p> <p>原子炉格納容器の初期温度について，サプレッション・チェンバ・プール水温は 35℃を用いるものとする。また，原子炉格納容器の初期圧力は 5.2kPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>(f) 外部水源の温度</p> <p>外部水源の温度は 32℃とする。</p> <p>(g) 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器，原子炉格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p>	<p>ム部）の初期値として定格値（6.93MPa[gage]），炉心流量の初期値として保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量（41,060t／h（85％流量））及び主蒸気流量の初期値として，定格値（6,420t／h）を用いるものとする。</p> <p>(b) 給水温度</p> <p>給水温度の初期値は 216℃とする。</p> <p>(c) 燃料及び炉心</p> <p>炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は 9 × 9 燃料(A型)を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>(c-1) 最小限界出力比</p> <p>燃料の最小限界出力比は， 9 × 9 燃料(A型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値である 1.24 を用いるものとする。</p> <p>(c-2) 最大線出力密度</p> <p>燃料棒の最大線出力密度は，保安規定の運転上の制限における上限値として，44.0kW／m を用いるものとする。</p> <p>(c-3) 核データ</p> <p>動的ボイド係数はサイクル末期の値の 1.25 倍，動的ドップラ係数はサイクル末期の値の 0.9 倍を用いるものとする。</p> <p>(d) 原子炉圧力容器</p> <p>原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。</p> <p>(e) 格納容器</p> <p>格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。</p> <p>(e-1) 容積</p> <p>格納容器容積について，空間部は，設計値として 9,800m<sup>3</sup>，サプレッション・プール水量は，保安規定の運転上の制限における下限値として 3,300m<sup>3</sup>を用いるものとする。</p> <p>(e-2) 初期温度及び初期圧力</p> <p>格納容器の初期温度について，サプレッション・プール水温は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5kPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>(f) 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器，格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p>	<p>・東海第二では，H P C S 及び R C I C の水源を内部水源（S／P）としている。</p>



柏崎刈羽原子力発電所 6／7号機	東海第二発電所	備　考
(2) 重大事故等対策に関連する機器条件 a. 安全保護系等の設定点 原子炉緊急停止系作動回路のスクラム設定点として、以下の値を用いるものとする。 原子炉水位低（レベル3） セパレータスカート下端から+62cm （有効燃料棒頂部から+380cm）（遅れ時間 1.05 秒） タービン蒸気加減弁急速閉 制御油圧低（4.12MPa[gage]）（遅れ時間 0.08 秒） 炉心流量急減 「第3.2.1-1 図 炉心流量急減の解析上のスクラムの設定値」参照 工学的安全施設作動回路等の設定点として、以下の値を用いるものとする。 原子炉水位低（原子炉隔離時冷却系（補給水機能）起動）設定点 セパレータスカート下端から－58cm （有効燃料棒頂部から+260cm）（レベル2） 原子炉水位低（高压炉心注水系起動，主蒸気隔離弁閉止）設定点 セパレータスカート下端から－203cm （有効燃料棒頂部から+115cm）（レベル1.5） 原子炉水位低（低压注水系起動，自動減圧系作動）設定点 セパレータスカート下端から－287cm （有効燃料棒頂部から+31cm）（レベル1） 原子炉水位低（再循環ポンプ4台トリップ）設定点 セパレータスカート下端から+62cm （有効燃料棒頂部から+380cm）（レベル3） 原子炉水位低（再循環ポンプ6台トリップ）設定点 セパレータスカート下端から－58cm （有効燃料棒頂部から+260cm）（レベル2） 原子炉水位高（原子炉隔離時冷却系（補給水機能）トリップ，高压炉心注水系注入隔離弁閉止）設定点 セパレータスカート下端から+166cm （有効燃料棒頂部から+484cm）（レベル8） 原子炉圧力高（再循環ポンプ4台トリップ）設定点 原子炉圧力7.48MPa[gage] ドライウエル圧力高（非常用炉心冷却系起動，自動減圧系作動）設定点 ドライウエル圧力13.7kPa[gage]	(添付資料 1.5.5)  (2) 重大事故等対策に関連する機器条件 a. 安全保護系等の設定点 安全保護系の原子炉スクラム設定点として、以下の値を用いるものとする。  原子炉水位低（レベル3）設定点 セパレータスカート下端から+66cm （燃料有効長頂部から+450cm）（遅れ時間 1.05 秒）  工学的安全施設作動回路等の設定点として、以下の値を用いるものとする。 原子炉水位異常低下（レベル2）（原子炉隔離時冷却系起動，高压炉心スプレイ系起動）設定点 セパレータスカート下端から－63cm （燃料有効長頂部から+321cm） 原子炉水位異常低下（レベル2）（再循環ポンプ全台トリップ）設定点 セパレータスカート下端から－63cm （燃料有効長頂部から+321cm） 原子炉水位異常低下（レベル2）（主蒸気隔離弁閉止）設定点 セパレータスカート下端から－63cm （燃料有効長頂部から+321cm） 原子炉水位異常低下（レベル1）（低压炉心スプレイ系起動，低压注水系起動，自動減圧系作動信号）設定点 セパレータスカート下端から－345cm （燃料有効長頂部から+39cm）  原子炉水位高（レベル8）（原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水停止）設定点 セパレートスカート下端から+175cm （燃料有効長頂部から+559cm） 原子炉圧力高（再循環ポンプ全台トリップ）設定点 原子炉圧力7.39MPa [gage] ドライウエル圧力高（非常用炉心冷却系起動，自動減圧系作動信号）設定点 ドライウエル圧力13.7kPa [gage]	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>b. 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。なお，アキュムレータ内の窒素を消費した場合には安全弁機能による原子炉圧力制御となるが，事象初期に作動する逃がし弁機能による原子炉圧力制御にて代表させる。</p> <p>第 1 段：7.51MPa[gage]×1 個，363t/h/個</p> <p>第 2 段：7.58MPa[gage]×1 個，367t/h/個</p> <p>第 3 段：7.65MPa[gage]×4 個，370t/h/個</p> <p>第 4 段：7.72MPa[gage]×4 個，373t/h/個</p> <p>第 5 段：7.79MPa[gage]×4 個，377t/h/個</p> <p>第 6 段：7.86MPa[gage]×4 個，380t/h/個</p>	<p>b. 逃がし安全弁</p> <p>原子炉停止機能喪失以外においては，安全弁機能（以下「逃がし安全弁（安全弁機能）」という。）による原子炉圧力制御に期待することとし，原子炉停止機能喪失においては，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水流量が大きくなる条件として逃がし弁機能（以下「逃がし安全弁（逃がし弁機能）」という。），による原子炉圧力制御に期待することとする。逃がし安全弁の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。</p> <p>逃がし弁機能</p> <p>7.37MPa[gage]×2 個，354.6t／h／個</p> <p>7.44MPa[gage]×4 個，357.8t／h／個</p> <p>7.51MPa[gage]×4 個，361.1t／h／個</p> <p>7.58MPa[gage]×4 個，364.3t／h／個</p> <p>7.65MPa[gage]×4 個，367.6t／h／個</p> <p>安全弁機能</p> <p>7.79MPa[gage]×2 個，385.2t／h／個</p> <p>8.10MPa[gage]×4 個，400.5t／h／個</p> <p>8.17MPa[gage]×4 個，403.9t／h／個</p> <p>8.24MPa[gage]×4 個，407.2t／h／個</p> <p>8.31MPa[gage]×4 個，410.6t／h／個</p> <p>（添付資料 1.5.6，1.5.7，1.5.8）</p>	<p>・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定。</p>
<p>6.5.2.2 運転中の原子炉における重大事故</p> <p>(1) 初期条件</p> <p>a. 初期運転条件</p> <p>原子炉熱出力の初期値として，定格値（3,926MWt），原子炉圧力の初期値として，定格値（7.07MPa[gage]）を用いるものとする。また，炉心流量の初期値として，定格値である 100％流量（52.2×103t/h）を用いるものとする。</p> <p>b. 炉心及び燃料</p> <p>炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は 9×9 燃料（A 型）を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>(a) 原子炉停止後の崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされた ANSI/ANS-5.1-1979+2σ を最確条件とした ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は燃焼度が高くなるサイクル末期炉心の平均燃焼度に，サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮して 10％の保守性を考慮した燃焼度 33GWd/t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第 6.5－1 図に示す。</p>	<p>1.5.2.2 運転中の原子炉における重大事故</p> <p>(1) 初期条件</p> <p>a. 初期運転条件</p> <p>原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力（圧力容器ドーム部）の初期値として定格値（6.93MPa[gage]）及び炉心流量の初期値として定格値（48,300t／h（100％流量））を用いるものとする。</p> <p>b. 炉心及び燃料</p> <p>炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は 9×9 燃料（A 型）を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>(a) 原子炉停止後の崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却 系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされた ANSI／ANS-5.1-1979+2σ を最確条件とした ANSI／ANS-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度 33GWd／t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第 1.5-1 図に示す。</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 原子炉圧力容器</p> <p>原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。</p> <p>d. 原子炉格納容器</p> <p>原子炉格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，評価事故シーケンス「雰囲気圧力・温度の静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「水素燃焼」では以下のうち（e）から（i）は解析条件として用いない。</p> <p>（a）容 積</p> <p>原子炉格納容器容積について，ドライウエル空間部は，内部機器，構造物体積を除く全体積として 7,350m<sup>3</sup>，ウェットウエル空間部は，必要最小空間部体積として 5,960m<sup>3</sup>，ウェットウエル液相部は，必要最小プール水量として 3,580m<sup>3</sup> を用いるものとする。</p> <p>（b）初期温度及び初期圧力</p> <p>原子炉格納容器の初期温度について，ドライウエル空間部温度は 57℃，サプレッション・チェンバ・プール水温は 35℃を用いるものとする。また，原子炉格納容器の初期圧力は 5.2kPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>（c）サプレッション・チェンバ・プールの初期水位</p> <p>サプレッション・チェンバ・プールの初期水位は，通常運転時の水位として 7.05m を用いるものとする。</p> <p>（d）真空破壊装置</p> <p>真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧））を用いるものとする。</p> <p>（e）溶融炉心からプール水への熱流束</p> <p>溶融炉心からプール水への熱流束は，800kW/m<sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）とする。</p> <p>（f）コンクリートの種類</p> <p>コンクリートの種類は，玄武岩系コンクリートとする。</p> <p>（g）コンクリート以外の構造材の扱い</p> <p>内側鋼板，外側鋼板及びリブ鋼板についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しないものとする。</p> <p>（h）原子炉圧力容器下部の構造物の扱い</p> <p>原子炉圧力容器下部の構造物は，発熱密度を下げないよう保守的に原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わないものとする。</p> <p>（i）格納容器下部床面積</p> <p>コリウムシールドで囲まれる部分が広く，溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより，コンクリート侵食量の観点で厳しくなる 6 号炉の格納容器下部床面積を用いるものとする。</p> <p>e. 外部水源の温度</p> <p>外部水源の温度は初期温度を 50℃とし，事象発生から 12 時間以降は 45℃，事象発</p>	<p>c. 原子炉圧力容器</p> <p>原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。</p> <p>d. 格納容器</p> <p>格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，評価事故シーケンス「雰囲気圧力・温度の静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「水素燃焼」では以下のうち，（e）から（h）は解析条件として用いない。</p> <p>（a）容 積</p> <p>格納容器容積について，ドライウエルは設計値として 5,700m<sup>3</sup>，ウェットウエル空間部及び液相部は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，サプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する 4,100m<sup>3</sup>及び 3,300m<sup>3</sup>を用いるものとする。</p> <p>（b）初期温度及び初期圧力</p> <p>格納容器の初期温度について，ドライウエル雰囲気温度は 57℃，サプレッション・プール水温度は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5kPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>（c）サプレッション・プール初期水位</p> <p>サプレッション・プールの初期水位は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値である 6.983m を用いるものとする。</p> <p>（d）ベント管真空破壊装置</p> <p>ベント管真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧））を用いるものとする。</p> <p>（e）溶融炉心からプール水への熱流束</p> <p>溶融炉心からプール水への熱流束は，800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）とする。</p> <p>（f）コンクリートの種類</p> <p>コンクリートの種類は，玄武岩コンクリートとする。</p> <p>（g）コンクリート以外の構造材の扱い</p> <p>鉄筋コンクリート内の鉄筋については，コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しないものとする。</p> <p>（h）原子炉圧力容器下部の構造物の扱い</p> <p>原子炉圧力容器下部の構造物は，発熱密度を下げないよう保守的にペDESTAL（ドライウエル部）に落下する溶融物とは扱わないものとする。</p> <p>e. 外部水源の温度</p> <p>外部水源の温度は，35℃とする。</p>	<p>・東海第二は単基プラントであり，格納容器下部床面積については，「3.5 溶融炉心－コンクリート相互作用」に記載。</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>生から 24 時間以降は 40℃とする。</p> <p>f. 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器，原子炉格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>(2) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>a. 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。</p> <p>第 1 段：7.51MPa〔gage〕×1 個，363t/h/個</p> <p>第 2 段：7.58MPa〔gage〕×1 個，367t/h/個</p> <p>第 3 段：7.65MPa〔gage〕×4 個，370t/h/個</p> <p>第 4 段：7.72MPa〔gage〕×4 個，373t/h/個</p> <p>第 5 段：7.79MPa〔gage〕×4 個，377t/h/個</p> <p>第 6 段：7.86MPa〔gage〕×4 個，380t/h/個</p> <p>6.5.2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>(1) 初期条件</p> <p>a. 崩壊熱</p> <p>使用済燃料プールには貯蔵燃料のほかに，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。</p> <p>b. 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温</p> <p>使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，この時の使用済燃料プール保有水量は，保有水量を厳しく見積もるため使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定し，約 2,093m3 とする。また，使用済燃料プールの初期水温は，運用上許容される上限の 65℃とする。</p> <p>c. 主要機器の形状</p> <p>使用済燃料プール等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。</p> <p>6.5.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>(1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）</p> <p>a. 崩壊熱</p>	<p>f. 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管，格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>(2) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>a. 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。</p> <p>7.79MPa〔gage〕×2 個，385.2t／h／個</p> <p>8.10MPa〔gage〕×4 個，400.5t／h／個</p> <p>8.17MPa〔gage〕×4 個，403.9t／h／個</p> <p>8.24MPa〔gage〕×4 個，407.2t／h／個</p> <p>8.31MPa〔gage〕×4 個，410.6t／h／個</p> <p>1.5.2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>(1) 初期条件</p> <p>a. 燃料崩壊熱</p> <p>使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後9日）で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大数が貯蔵されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約9.1MWを用いるものとする。</p> <p>b. 使用済燃料プール水温</p> <p>使用済燃料プールの初期水温は，保安規定の運転上の制限における上限値として，65℃を用いるものとする。</p> <p>c. 使用済燃料プールのプールゲートの状態</p> <p>保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉状態とする。</p> <p>d. 主要機器の形状</p> <p>使用済燃料プール等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。</p> <p>(添付資料1.5.9)</p> <p>1.5.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>(1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）</p> <p>a. 崩壊熱</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉停止後の崩壊熱は，第 6.5－1 図に示す ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用し，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱として約 22MW を用いるものとする。</p> <p>b. 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>原子炉初期水位は通常運転水位とする。また，原子炉初期水温は 52℃とする。</p> <p>c. 原子炉圧力</p> <p>原子炉圧力の初期値は大気圧とし，水位低下量を厳しく見積もるために，事象発生後も大気圧が維持されるものとする。</p> <p>d. 外部水源の温度</p> <p>外部水源の温度は 50℃とする。</p> <p>e. 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>6.6 解析の実施</p> <p>有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，事象進展が適切に解析されていることを確認し，その結果を明示する。</p> <p>なお，事象進展の特徴，厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。</p> <p>6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針</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>不確かさの影響確認は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり，重畳する影響因子がないと考えられる等，影響が容易に把握できる場合は，選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く，現象が複雑である等，影響が容易に把握できない場合は，事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。</p> <p>6.7.1 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>「6.4 有効性評価に使用する計算プログラム」においては，重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定して</p>	<p>原子炉停止後の崩壊熱は，第1.5-1図に示すANSI／ANS-5.1-1979の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。この時の崩壊熱は約18.8MWである。</p> <p>b. 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。</p> <p>c. 原子炉水温</p> <p>原子炉水温の初期値は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃とする。</p> <p>d. 主要機器の形状</p> <p>原子炉圧力容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。</p> <p>1.6 解析の実施方針</p> <p>有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，事象進展が適切に解析されていることを確認し，その結果を明示する。</p> <p>なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。</p> <p>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</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。</p> <p>不確かさの影響確認は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり，重畳する影響因子がないと考えられる等，影響が容易に把握できる場合は，選定している重要事故シーケンスの解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く，現象が複雑である等，影響が容易に把握できない場合は，事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。</p> <p>(添付資料 1.7.1)</p> <p>1.7.1 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>「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」においては，重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定し</p>	<p>・東二は外部水源を使用している事故シーケンスグループは「全交流動力電源喪失」のみであるため，共通条件としては記載せず。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>おり，そのうち第 6.7－1 表から第 6.7－3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは，選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し，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を確認する。</p> <p>6.7.2 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析条件のうち，初期条件，事故条件及び機器条件の不確かさについて，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を確認する。また，解析条件である操作条件の不確かさとして，操作の不確かさ要因である，「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」に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が，操作開始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を確認する。</p> <p>6.7.3 操作時間余裕の把握</p> <p>解析上考慮する運転員等操作の各々について，その遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>6.8 必要な要員及び資源の評価方針</p> <p>6.8.1 必要な要員の評価</p> <p>発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい状態での重大事故等対策時において，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）における要員の確保の観点から，「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で整備される体制にて，対処可能であることを確認するとともに，必要な作業が所要時間内に実施できることを確認する。</p> <p>6.8.2 必要な資源の評価</p> <p>発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい状態での重大事故等対策時において，必要となる水源，燃料及び電源の資源の確保の観点から，必要水量，燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに，7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また，有効性評価において考慮されていない機器についても，使用した場合を想定して，各資源について 7 日間継続して資源の供給が可能であることを確認する。</p>	<p>ており，そのうち第 1.7-1 表から第 1.7-3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えるものと整理している。解析コードの不確かさは，選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し，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を確認する。</p> <p>1.7.2 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析条件のうち，初期条件，事故条件及び機器条件の不確かさについて，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を確認する。また，解析条件のうち操作条件の不確かさとして，操作の不確かさ要因である，「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作」及び「操作の確実さ」に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が，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を確認する。</p> <p>1.7.3 操作時間余裕の把握</p> <p>解析上考慮する運転員等操作について，その遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>1.8 必要な要員及び資源の評価方針</p> <p>1.8.1 必要な要員の評価</p> <p>重要事故シーケンス等で実施する作業に対して，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備する体制で評価を行い，必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される招集要員が行う作業については，事象発生 2 時間後までは期待しないものとする。</p> <p>1.8.2 必要な資源の評価</p> <p>重大事故等対策の有効性評価における必要な資源の評価については，必要となる水源，燃料及び電源の資源の確保の観点から，必要となる水源，燃料及び電源の資源の確保の観点から，必要水量，燃料消費量及び電源負荷を評価し，7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを確認する。</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>7.1.1.1 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「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり， 「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」， 「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」， 「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」， 「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」， 「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び 「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」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「高圧・低圧注水機能喪失」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，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う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。また，低圧注水機能喪失を想定することから，あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能のみに期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「7.1.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することに</p>	<p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 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「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり， 「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」， 「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」， 「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」， 「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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」， 「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び 「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」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「高圧・低圧注水機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは，高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサブレーション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。</p> <p>以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉減圧後に低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃が</p>	<p>・P R Aの違いにより事故シーケンス名称に違いがあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待した場合の事象進展については，中長期的に熱容量制限で減圧して低圧の原子炉注水に移行するため本事故シーケンスと同じとなることを説明。なお，東海第二でも柏崎刈羽と同様にT B Uシーケンスにおいては高圧代替注水系に期待した評価としており，また，本事故シーケンスについては低圧注水</p>



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

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>よって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.1 - 1 図から第 7.1.1 - 3 図に，手順の概要を第 7.1.1 - 4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.1 - 1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，<b>事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。</b></p> <p><b>発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。</b></p> <p><b>また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.1 - 5 図に示す。</b></p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，24 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</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>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失</p>	<p>し場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び自動減圧機能付きの逃がし安全弁（以下「逃がし安全弁（自動減圧機能）」という。）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.1-1 図に，対応手順の概要を第 2.1-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.1-1 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，<b>必要な要員は初動対応要員 19 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 5 名である。</b></p> <p><b>初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。</b></p> <p><b>招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1-3 図に示す。</b></p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，<b>初動対応要員 19 名及び招集要員 5 名で対処可能である。</b></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（原子炉冷却材喪失事故を除く。）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. 高圧注水機能喪失の確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，<b>中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試み</b></p>	<p><b>機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認しているという点で実態として違いはない。</b></p> <p>・ <b>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</b></p> <p>・ <b>東海第二では招集要員は 2 時間以内に参集可能なことを確認していることから，2 時間以降に期待する評価としている。</b></p> <p>・ <b>F C V S 設計の違いにより，東海第二では「フィルタ装置薬液補給作業」は不要。</b></p> <p>・ <b>東海第二では，高圧注水機能の自動起動失敗を確認した場合には，運転手順に従い，一連の操作として以下を実施し，これら全てに失敗した場</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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>していることを確認する。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。</p>	<p>るが，これにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，各系統の流量等である。</p> <p>c．高圧代替注水系の起動操作</p> <p>高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。</p> <p>高圧代替注水系による原子炉注水に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。</p> <p>d．低圧注水機能喪失の確認</p> <p>高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。</p> <p>低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，各系統の流量等である。</p> <p>e．高圧・低圧注水機能の回復操作</p> <p>高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。</p> <p>f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作</p> <p>低圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により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>外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。</p> <p>g．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。</p> <p>h．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作</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）の起動準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，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>合に低圧代替注水系の起動操作を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・高圧注水機能の手動起動</li><li>・高圧代替注水系の手動起動</li><li>・低圧注水機能の手動起動</li></ul> <p>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・設備設計の違いにより，東海第二ではバイパス流防止系統構成は不要。</p> <p>・東海第二では，外部電源ありを評価条件としつつ，運転員等操作においては，外部電源がない場合も考慮</p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171 に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）である。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。</p>	<p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないこと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>i . 原子炉水位の調整操作</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，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，原子炉水位が回復したことを確認する。</p> <p>また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>j . 代替循環冷却系の起動操作</p> <p>格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。</p> <p>代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>k . 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171 に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サブプレッション・プール水位等である。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が，通常水位 + 5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サブプレッション・プール水位が，通常水位 + 6.5m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ</p>	<p>・運転手順に従い，T A F に到達した場合は，炉心損傷がないことを確認する旨を記載</p> <p>・東海第二の常設低圧代替注水系ポンプは，原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施可能な設計としていることから，切替操作は不要。</p> <p>・東海第二では，中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合の操作時間余裕も考慮して，通常水位 + 5.5m 到達にて格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を中央制御室から開操作する運用としている。</p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって<b>中間開操作</b>することで，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>以降，炉心冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p>	<p>を用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>1. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェンバ側）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。<b>また，格納容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。</b></p> <p>格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を<b>全開</b>としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（D / W，S / C）等である。</p> <p>また，サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サブプレッション・プール水位等である。</p> <p>m. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作</p> <p>水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。</p> <p>n. タンクローリによる燃料補給操作</p> <p>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。</p> <p>o. 使用済燃料プールの冷却</p> <p>使用済燃料プールの冷却を実施する。</p> <p>以降，炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。</p>	<p>・東海第二の F C V S 2 次隔離弁は全開運用にて設計している。</p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下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）+ 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP，炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度(以降，格納容器温度とは原子炉格納容器気相部の温度を指す。)等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心露出時間が長く，燃料被覆管の最高温度が高くなるため，輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</p> <p>また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.1 - 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。</p>	<p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下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制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）+ 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，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 E C C S 注水(給水系及び代替注水設備含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード S A F E R 及びシビアアクシデント総合解析コード M A A P により，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお，本有効性評価では，S A F E R コードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E コードは使用しない。</p> <p>また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.1-2 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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</p> <p>高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)が機能喪失するものとする。</p>	<p>・低圧代替注水系（常設）の設備仕様（注水流量）の違いに主に起因して，東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから C H A S T E コードによる詳細評価は実施しない。</p>



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

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合，事象発生と同時に原子炉冷却材再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）がトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）</p> <p>ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）（以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。）は，原子炉水位の低下に伴い，<b>原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し，原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</b></p> <p>(c) 逃がし安全弁</p> <p><b>逃がし安全弁の逃がし弁機能</b>にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後に，<b>最大 300m<sup>3</sup>/h</b> 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，格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて<b>弁の切替えにて実施</b>する。</p>	<p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p><b>主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル2）信号により閉止するものとする。</b></p> <p>(c) 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）</p> <p>A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，<b>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</b>させるものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁</p> <p><b>逃がし安全弁（安全弁機能）</b>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>(e) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（<b>注水流量：0～378m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0～2.38MPa[diff]</b>）とし，<b>原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m<sup>3</sup>/h（一定）</b>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>：MPa[diff]...原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定</p> <p>・設備設計の違い</p>



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

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m<sup>3</sup>/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(f) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開 1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は，高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始するものとし，操作時間は約 4 分間とする。 (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から約 14 分後に開始する。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後，格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(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外）</p>	<p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また，サブプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置 サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]において，13.4kg / s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。</p> <p>c . 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サブプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達した場合に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 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）</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では，外部電源がない場合も考慮して操作条件を設定</p> <p>・手順の違い</p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>ウド内外） 2，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉压力容器内の保有水量の推移を第 7.1.1 - 6 図から第 7.1.1 - 11 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.1 - 12 図から第 7.1.1 - 17 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.1 - 18 図から第 7.1.1 - 21 図に示す。</p> <p>2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の起動に失敗する。これにより，残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。事象発生から約 14 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。</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，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。高出</p>	<p>注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉压力容器内の保有水量の推移を第 2.1-4 図から第 2.1-8 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，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 2.1-9 図から第 2.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.1-15 図から第 2.1-18 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水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a . 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低( レベル 3 ) 信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2 ）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，機器故障等により失敗し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。このため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し，事象発生の約 25 分後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施することで，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると，原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子</p>	<p>・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。</p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお，原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は，第 7.1.1 - 12 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 874 に到達するが，1,200 以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり，15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は，第 7.1.1 - 6 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.51MPa[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 7.81MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144 に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p>	<p>炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。</p> <p>また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため，サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m 到達した時点でサブプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ，事象発生の約 28 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。</p> <p>なお，格納容器除熱実施時のサブプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は，第 2.1-9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 35 分後に最高温度の約 338 に到達するが，評価項目である 1,200 を下回る。燃料被覆管の最高温度は，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%以下であり，評価項目である 15%を下回る。</p> <p>（添付資料 2.1.1）</p> <p>原子炉圧力は，第 2.1-4 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圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は，第 2.1-15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を</p>	<p>・平均出力燃料集合体にて P C T が発生することについて補足説明資料を添付資料として引用</p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.1 - 7 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では，「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。</p>	<p>下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.1-16 図に示すとおり，事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143 となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200 を下回る。</p> <p>第 2.1-5 図に示すように，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，<b>高温停止での安定状態が確立する</b>。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱実施時の敷地境界外での実効線量は，ベントタイミングに有意な差はないが，原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサブプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため，敷地境界外の実効線量が厳しくなる「2.6 L O C A 時注水機能喪失」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>（添付資料 2.1.2）</p> <p><b>安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする</b>。また，代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>以上により，本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。</p>	<p>・東海第二では，<b>高温停止での安定状態及び冷温停止状態への移行について記載</b></p>
<p>7.1.1.3 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。高圧・低圧注水機能喪失では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水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られられる操作として，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む），代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</p>	<p>2.1.3 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では，高圧・低圧注水機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器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られ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），常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは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，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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を確認しているが，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し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ことから，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冷却系（常設）及び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。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び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（常設）及び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。</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</p>	<p>冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50 程度高めに評価することから，燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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るが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はH D R 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，B W Rの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>（添付資料2.1.3）</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</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高め評価することから，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を確認しているが，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し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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.1 - 2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備</p>	<p>析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は H D R 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，B W R の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>（添付資料 2.1.3）</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 2.1-2 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，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd / t に対して最確条件は 33GWd / t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリ</p>	<p>水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）から自動的に受電され，また，<b>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定している</b>ことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>（添付資料 2.1.3）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW / m に対して最確条件は約 33～41kW / m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd / t に対して最確条件は 33GWd / t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の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</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>ップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 14 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa [ gage ] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa[gage]付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>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，原子炉注水との切替え操作であるため，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，事象発生の約 17 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操</p>	<p>ら，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>（添付資料 2.1.3）</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た。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。<b>ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [ gage ] であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</b>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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系( 常設 )による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [ gage ] 付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa [ gage ] より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [ gage ] であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。</p> <p>第 7.1.1 - 22 図から第 7.1.1 - 24 図に示すとおり，操作条件の低圧代替注水系（常</p>	<p>がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。</p> <p>( 添付資料 2.1.3 )</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（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は 310kPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも 620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。</p> <p>( 添付資料 2.1.3 )</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注</p>	<p>・ベント時に遠隔操作に失敗した場合の格納容器健全性に与える影響については，(b)評価項目となるパラメータに与える影響に記載</p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>設）による原子炉注水操作については、<b>事象発生から約 19 分後（操作開始時間 5 分程度の遅れ）</b>までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 944 となり 1,200 以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから<b>時間余裕がある</b>。また、ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 4.3×10-2mSv、ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.4mSv であり、5mSv を下回る。事象発生から約 24 分後（操作開始時間 10 分程度の遅れ）では、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから<b>時間余裕がある</b>。また、ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.3mSv となり、また、ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 36mSv であり、5mSv を超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力 0.62MPa [ gage ] に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり、準備時間が確保できることから、<b>時間余裕がある</b>。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 17 時間あり、準備時間が確保できることから、<b>時間余裕がある</b>。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [ gage ] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [ gage ] に至るまでの時間は、<b>過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」</b>においても事象発生約 38 時間後であり、約 20 時間以上の準備時間が確保できることから、<b>時間余裕がある</b>。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.1.4 必要な要員及び資源の評価</p>	<p>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、<b>同様に高圧・低圧注水機能が喪失し、原子炉減圧操作も 25 分であることから事象進展が同等となる「L O C A 時注水機能喪失」</b>において、10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、<b>燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある</b>。また、25 分の減圧操作遅れを想定した場合には、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、格納容器ベント時の敷地境界外線量も約 4.4mSv となり 5mSv を下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後のマネジメントに移行するため、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、事象発生の約 14 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、<b>時間余裕がある</b>。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、事象発生の約 28 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、<b>時間余裕がある</b>。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は 310kPa [ gage ] から上昇するが、<b>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）」</b>において、<b>スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 310kPa [ gage ] に到達してから 620kPa [ gage ] に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある</b>。</p> <p>（添付資料 2.1.3 , 2.6.6）</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.1.4 必要な要員及び資源の評価</p>	<p>・東海第二では、<b>事象進展が同様に PCT の評価結果の高い LOCA 時注水機能喪失における操作遅れ時間の感度解析結果を引用しており、柏崎刈羽は逆に LOCA 時注水機能喪失にて TQUV の感度解析を引用していることから、実態として違いはない。</b></p> <p>・東海第二では、<b>本事故シーケンスの格納容器圧力 310kPa [ gage ] 到達後の事象進展がほぼ同等となる「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の代替循環冷却系を使用しない場合の、格納容器スプレイに失敗した場合の不確かさの評価結果を引用して 310kPa [ gage ] から 620kPa [ gage ] までの時間余裕を評価</b></p>



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は「7.1.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。</p> <p>「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。</p> <p>また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 20 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。</p>	<p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。</p> <p>また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。</p>	
<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 5,300m<sup>3</sup> の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 10,600m<sup>3</sup> の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>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>(2) 必要な資材の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,350m<sup>3</sup> の水が必要となる。</p> <p>水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup>，北側淡水池に約 2,500m<sup>3</sup> 及び高所淡水池に約 2,500m<sup>3</sup> の水を保有しており，可搬型代替注水大型ポンプを用いて，北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の対応が可能である。</p> <p>なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.1.4）</p>	
<p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL）。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</p>	<p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については，事象発生から</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>可能であることから，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することで，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。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段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手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても，逃がし安全弁による原子炉減圧，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，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。その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与</p>	<p>の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の継続が可能である。</p> <p>（添付資料 2.1.5）</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの，電源供給を考慮する負荷については約 982kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>（添付資料 2.1.6）</p> <p>2.1.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧・低圧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「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置の使用による敷地境界外での実効線量は，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時</p>	



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

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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「高圧・低圧注水機能喪失」において，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	



2.1-31



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

前ページと同じ

第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について

制御及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備		
		常設設備	可設型設備	計装設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力削減モニタ 起動削減モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動指示が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を 2 台連続とし、中央制御室にて逃がし安全弁を開全開し、原子炉急速減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水移送ポンプ流量 (HRR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可設型代替注水ポンプ (A-2 機) タンクローリ (4HL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水移送ポンプ流量 (HRR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.1MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレッド中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、格納容器スプレッドを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッドを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可設型代替注水ポンプ (A-2 機) タンクローリ (4HL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 復水移送ポンプ流量 (HRR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器加熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器加熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 軽油強化ベンスト系	—	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッジョン・チェンバ・プール水位 格納容器内空間気放熱レベル (D/W) 格納容器内空間気放熱レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置出入口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ圧

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

東海第二発電所

備 考

第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（2/5）

操作及び措置	手 順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可設型設備
高圧／低圧注水機能の回復操作	・必要可能な要員にて高圧炉心スプレッド系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレッド系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。 ・低圧注水機能喪失の確認後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用電源を受電する。	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用電源を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	— 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可設型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可設型）の起動準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後、可設型代替注水大型ポンプ準備、ボース装置等を実施する。	可設型代替注水大型ポンプ ボイルローラ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合には、炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	原子炉圧力 (SA) 格納容器周囲気放熱線モニタ (D/W, S/C)

■：有効性評価上考慮しない操作



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

前ページと同じ

第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力調整モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動指示が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
速がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を 2 台連続とし、中央制御室にて速がし安全弁を開き、原子炉急減圧を実施する。	復水移送ポンプ 速がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水移送ポンプ流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	速がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力が下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 機) タンクローリ（4HL）	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水移送ポンプ流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.1MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレッド中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、格納容器スプレッドを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッドを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 機) タンクローリ（4HL）	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水移送ポンプ流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力速がし装置等による原子炉格納容器加熱	格納容器圧力速がし装置等に到達した場合、格納容器圧力速がし装置等による原子炉格納容器加熱を実施する。	格納容器圧力速がし装置 軽油強化ベンチ系	—	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッジョン・チェンバール水位 格納容器内圧力速がし装置レベル (D/W) 格納容器内圧力速がし装置レベル (S/C) フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置流量フィルタ圧

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

東海第二発電所

備 考

第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（3/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	・原子炉高圧により常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水（常設）からの原子炉注水を開始すると、原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水 系ポンプ 代替淡水貯蔵 常設代替高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 低圧代替注水系統原子炉注水流量 代替淡水貯蔵水位
代替循環冷却系の起動操作	・格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達したことを確認する。 ・代替循環冷却系による格納容器スプレッド操作を実施する。	残留熱除去系系水 系 代替循環冷却ポン 常設代替高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	—	ドラウエノ圧力 サブプレッジョン・チェンバール圧力 残留熱除去系淡水系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレッド流量

■：有効性評価上考慮しない操作



【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）  
・有効性評価上考慮しない操作

第2.1-1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (4/5)

操作及び確認		手 順	重大事故等対処段階	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系(常設)による格納容器冷却	格納容器圧力が279kPa〔gauge〕又はドライウエル雰囲気温度が171℃に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系(常設)による格納容器冷却系スプレイ操作を実施する。 ・サブレッション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サブレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系(常設)による格納容器冷却系スプレイを停止する。 ・原子炉遮水操作として、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し、原子炉水位を可能な限り高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替格納容器 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	可搬型設備	計装設備 ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替格納容器水位 サブレッション・プール水位
		格納容器圧力逃がし装置	—	ドライウエル圧力 サブレッション・チェンバ圧力 サブレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W, S/C) フィルタ装置出口放射線モニタ(レンジ、底レンジ)

24 / 49



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ		第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (5/5)		
第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について		第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (5/5)		
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力調整モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動指示が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 【原子炉降圧時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を 2 台連続とし、中央制御室にて逃がし安全弁を開き、原子炉急減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA)
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力が下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 機) タンクローリ (4HL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水補給水流量 (RIR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.1MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 機) タンクローリ (4HL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水補給水流量 (RIR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 軽油強化ベンスト系	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバ・プール水位 格納容器内圧力調整材料レベル (D/W) 格納容器内圧力調整材料レベル (S/C) フィルタ設置水位 フィルタ設置出口放射線モニタ フィルタ設置流量フィルタ圧

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



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

第 7.1.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/4)		東海第二発電所		備 考
初期条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	
	原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定	
	原子炉圧力	7. 07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	
	炉心流量	52. 200t/h	定格流量として設定	
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—	
	最大線出力密度	44. 0kW/m	設計限界値として設定	
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮 し, 10%の保守性を考慮して設定	
	格納容器容積 (ドライウエル)	7, 350m³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内 部機器及び構造物の体積を除いた値)	
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5, 960m³ 液相部：3, 580m³	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及 び構造物の体積を除いた値)	
	真空破壊装置	3, 43kPa (ドライウエル-サプレッ ション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	
	サプレッション・チェンバ・プール 水位	7, 05m (通常運転水位)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プ ール水位として設定	
	サプレッション・チェンバ・プール 水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プ ール水温の上限値として設定	
	格納容器圧力	5, 2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定	
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	
第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/5)				
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方		
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード		
原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定		
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6, 93MPa[gage]	定格圧力を設定		
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から+126 cm)	通常運転水位を設定		
炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定		
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値		
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値		
燃 料	9 × 9 燃料 (A 型)	9 × 9 燃料 (A 型) と 9 × 9 燃料 (B 型) は, 熱水力的な特性はほぼ同等で あり, その他の核的性質等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含さ れることから, 代表的に 9 × 9 燃料 (A 型) を設定		
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料棒設置温度の観点で厳しい設定 となるため, 保安規定の運転上の制限における上限値を設定		
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい 設定となるため, 崩壊熱が小さくなる燃焼度の高い条件として, 1 サイクル の運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に 対応する燃焼度を設定		
格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として, 通常運転時の圧力を包含す る値を設定		
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定		
2.1-36				

10-7-1-270


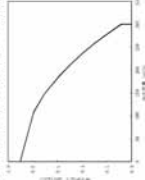


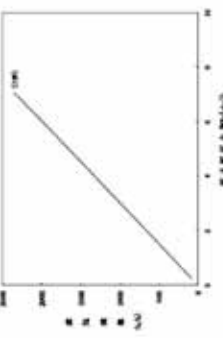
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/4）				
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モータ）の機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる	
10-7-1-271				
第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/5）				
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定	
	格納容器体積（ウェットウエル）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転における下限値を設定	
	サプレッション・プール水位	6,983m （通常水位-4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転における下限値を設定	
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転における上限値を設定	
	ベント管真空破断装置作動基準	3.45kPa（ドライウエル-サプレッション・チェンバール基準圧）	設計値を設定	
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替貯水貯槽、北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発信するため、原子炉水位の低下が大きくなり、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	
12.1-37				




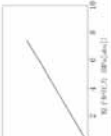
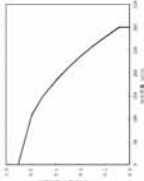

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ 逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定  逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開することによる原子炉が急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ2台による注水特性	
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	

第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/5）	
項 目	主要解析条件
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号
A.T.W.S線と設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で全台トリップ （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h/個 （原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 
逃がし安全弁	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ		第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/5）		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05 秒）	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	＜常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性＞ 	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開することによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 	格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定  逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 	復水移送ポンプ2台による注水特性
重大事故等対策に関連する機器条件		第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/5）	2.1-39	
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2台） ・注水流量：0～378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定  ＜常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性＞ 	原子炉冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m <sup>3</sup> /h（一定） サプレッション・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	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定	
	格納容器圧力逃がし装置	スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定） 排気流量：13.4kg/s （格納容器圧力 310kPa[gage] において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	

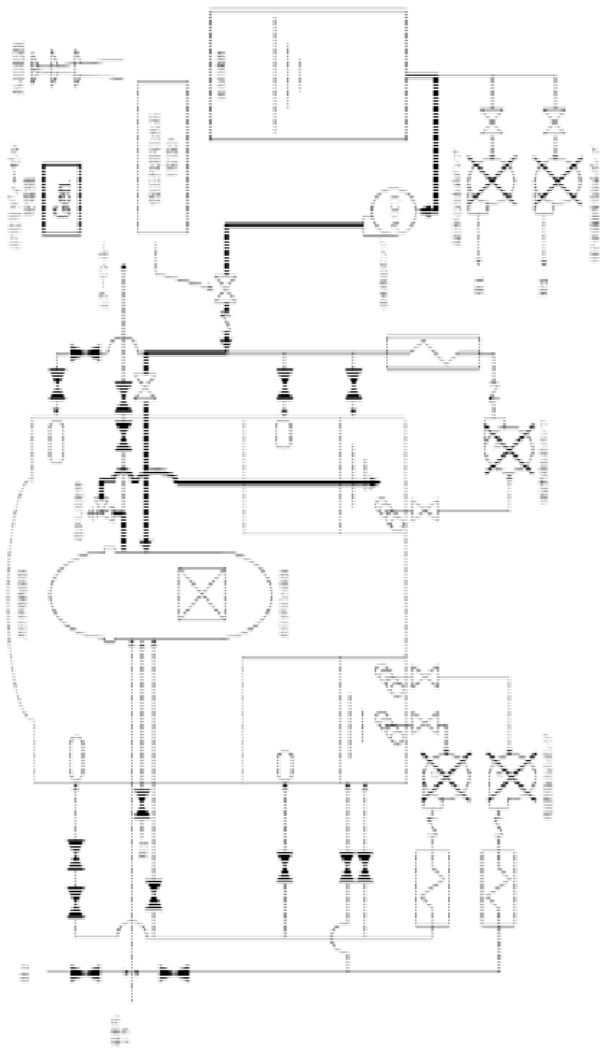
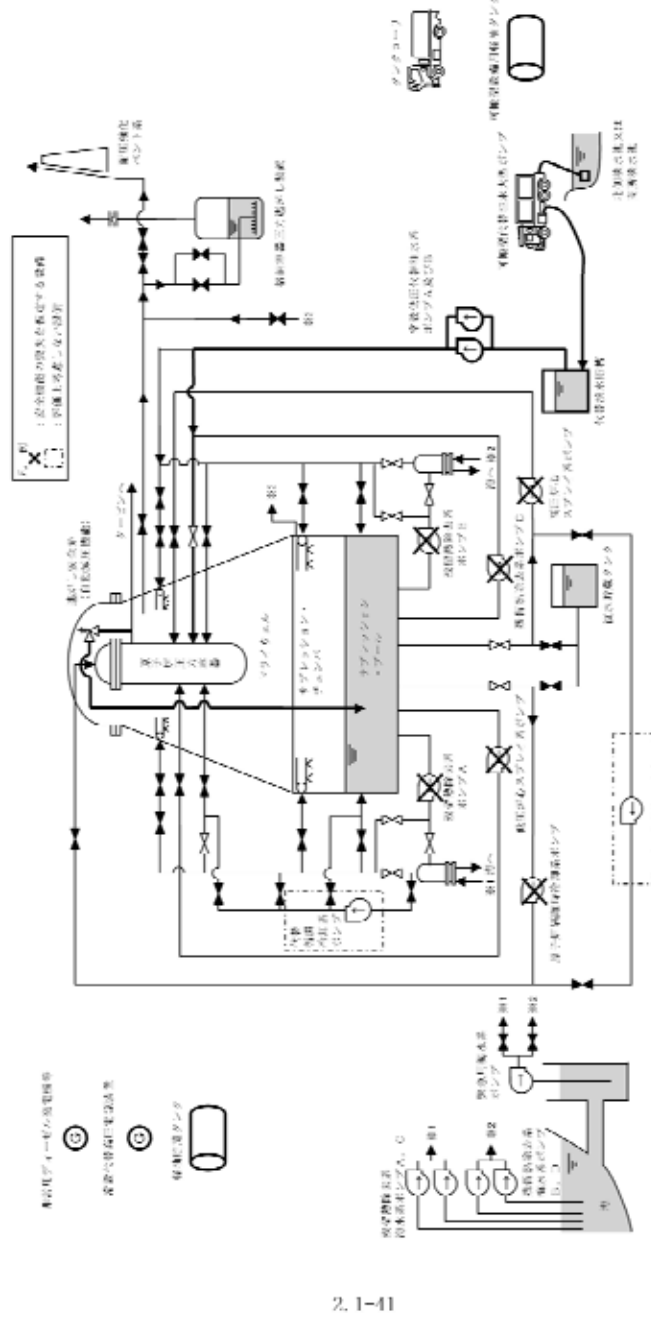


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考																											
<div>第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/4）</div> <table><tr><th rowspan="2">項目</th><th rowspan="2">主要解析条件</th><th rowspan="2">条件設定の考え方</th></tr><tr></tr><tr><td>重大事故等対策に関連する操作条件</td><td>低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成</td><td>高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定</td></tr><tr><td></td><td>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</td><td>中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定</td></tr><tr><td></td><td>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作</td><td>設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定</td></tr><tr><td></td><td>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</td><td>格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</td></tr></table> <div>10-7-1-273</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定		逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定		格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<div>第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5/5）</div> <table><tr><th rowspan="2">項 目</th><th rowspan="2">主要解析条件</th><th rowspan="2">条件設定の考え方</th></tr><tr></tr><tr><td>重大事故等対策に関連する操作条件</td><td>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）</td><td>運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定</td></tr><tr><td></td><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</td><td>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa〔gage〕）に対する余裕を考慮して設定</td></tr><tr><td></td><td>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェンバール）</td><td>運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</td></tr></table> <div>2.1-40</div>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定		常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa〔gage〕）に対する余裕を考慮して設定		格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェンバール）	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	
項目				主要解析条件	条件設定の考え方																								
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定																											
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定																											
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定																											
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定																											
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																											
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定																											
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa〔gage〕）に対する余裕を考慮して設定																											
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェンバール）	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定																											

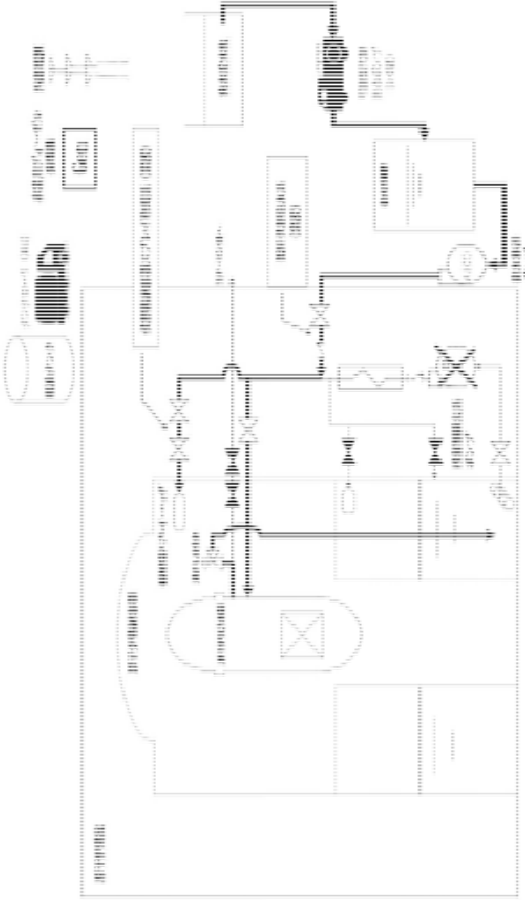
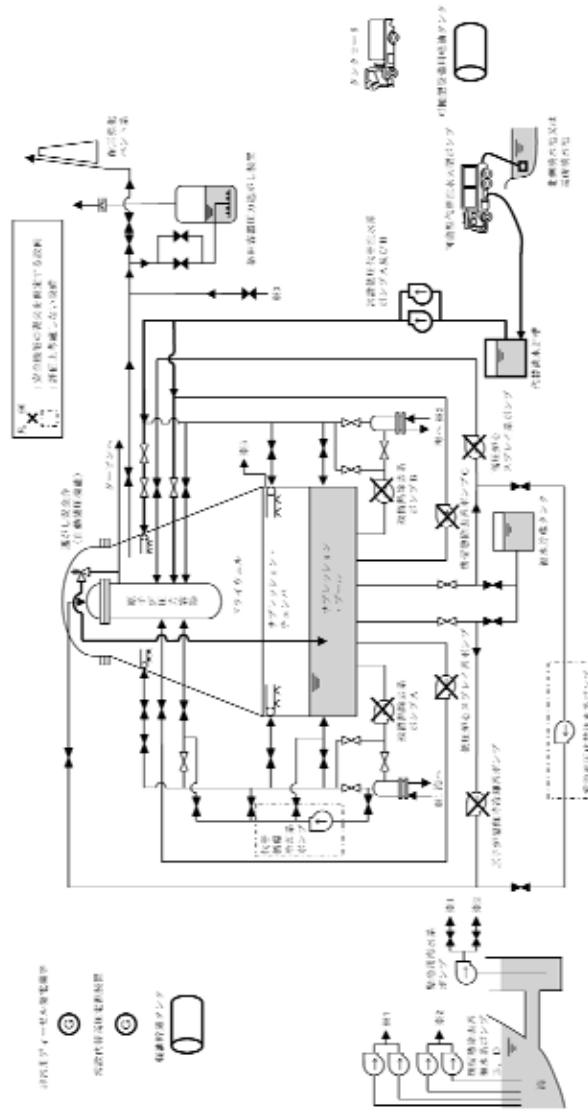


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.1-1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急減圧及び原子炉注水)</p></div>	<div><p>2.1-41</p><p>第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (常設低圧代替注水系統を用いた低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水設備)</p></div>	

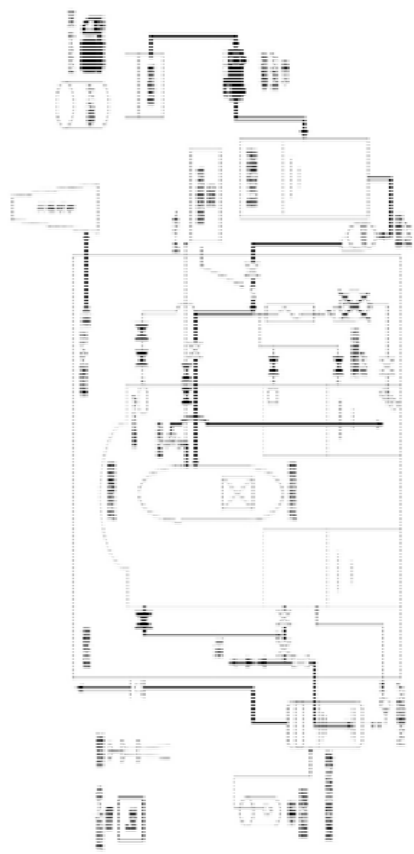
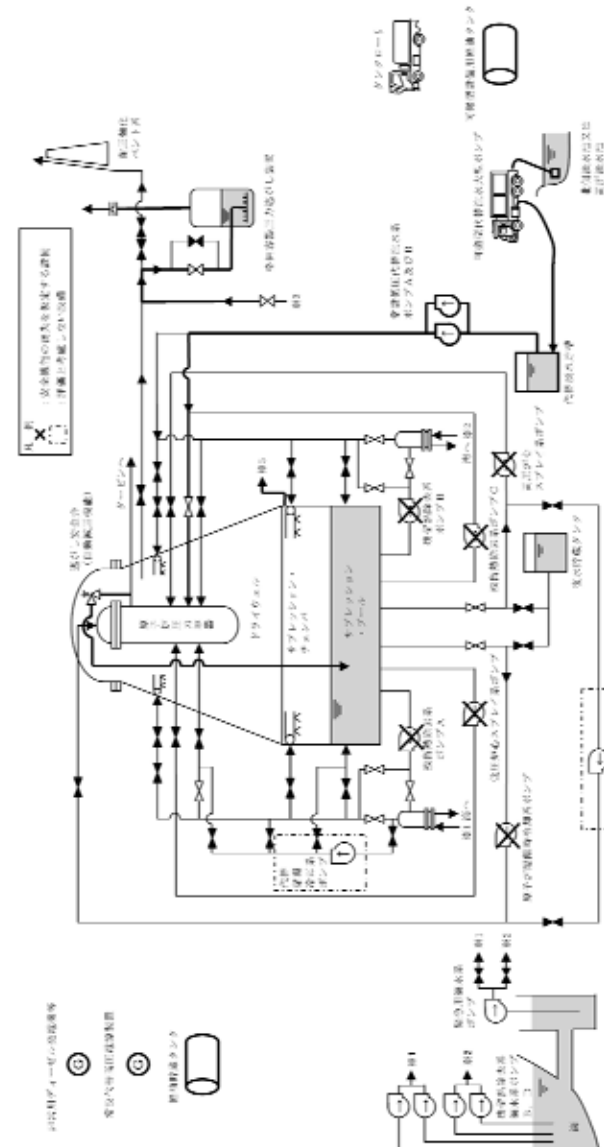


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>※低圧代用注水部（図部）と代替格納容器スプレッド（図部）は、同じ低圧代用注水ポンプを用いて水の供給により実施する。</p><p>第 7.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/3）（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）</p><p>10-7-1-329</p></div>	<div><p>第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/3） （常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（管設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレッド冷却系（管設）による格納容器冷却）</p><p>2.1-42</p></div>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	 <p>2.1-43</p> <p>第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱)</p>	



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

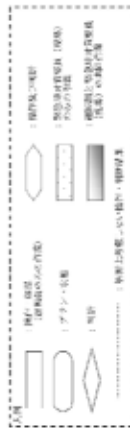


図1 高圧注水機能喪失時の対応手順の概要

図2 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図3 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図4 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図5 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図6 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図7 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図8 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図9 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図10 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図11 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図12 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図13 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図14 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図15 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図16 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図17 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図18 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図19 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図20 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図21 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図22 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図23 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図24 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図25 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図26 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図27 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図28 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図29 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図30 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図31 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図32 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図33 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図34 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図35 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図36 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図37 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図38 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図39 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図40 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図41 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図42 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図43 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図44 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図45 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図46 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図47 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図48 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図49 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図50 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図51 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図52 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図53 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図54 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図55 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図56 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図57 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図58 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図59 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

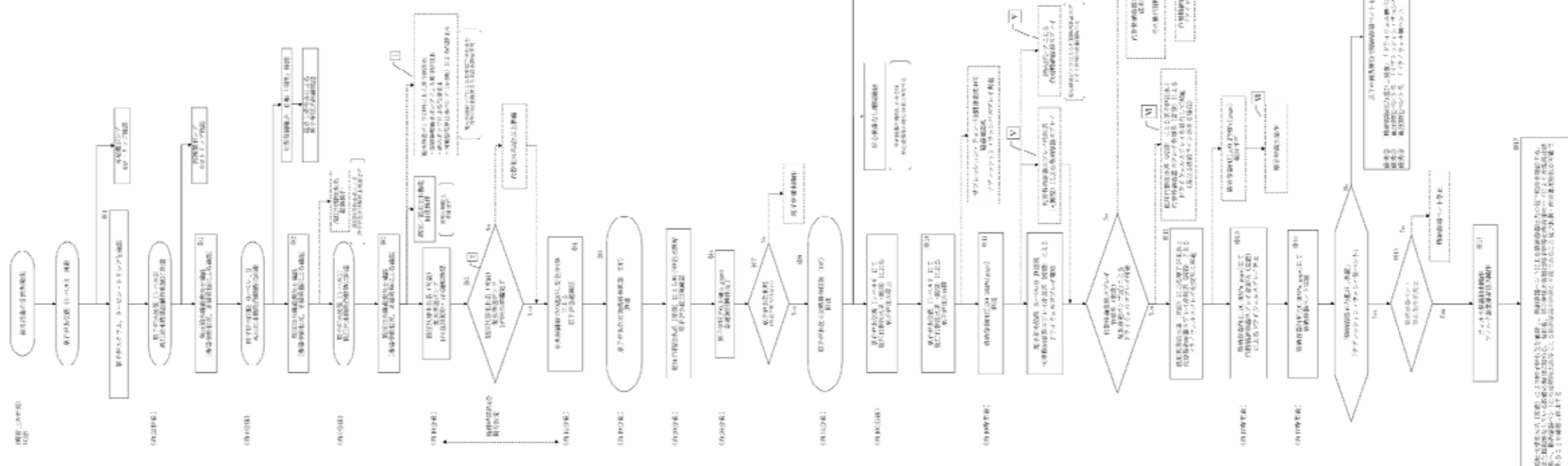
図60 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図61 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

図62 高圧注水機能喪失時の対応手順の詳細

備考

第 7.1.1-4 又「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要









第 7.1.1-5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間 (1/2)



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

東海第二発電所

備考

高圧・低圧注水機能喪失										
					経過時間（分）					
					0	10	20	30	40	50
					60	70	80	90	100	110
					備考					
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽ プラント状況判断 ▽ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▽ 25分 原子炉減圧開始					
	責任者	発電長	1人	中央監視運転操作指揮						
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐						
	通風連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡						
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）							
状況判断	2人 A、B	—	—	—	10分					
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び遮がし安全弁による原子炉圧力制御の確認	2分					
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分					
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系の起動操作（失敗）		4分				
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）			4分			
高圧／低圧注水機能の回復操作	—	2人 C、D	—	●高圧／低圧注水機能の回復操作、失敗原因調査						適宜実施
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水・系統構成			3分			
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	—	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等				170分		
遮がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●遮がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作			1分			
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作						原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持

第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

2.1-45

第 2. 1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機

備考

高圧・低圧注水機能喪失																									
実施箇所・必要人員数							経過時間（時間）																備考		
							2		4		6		8		10		12		14		16			18	
操作項目	運転員 （中央制御室）		運転員 （現場）		緊急時対策要員 （現場）		操作の内容	経過時間（時間）																備考	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																			
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 注水弁操作	約20分 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水開始																	
代替格納容器スプレィ冷却系（常設） 操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 スプレィ弁操作	約10時間 格納容器圧力0.14MPa[gage]到達																	
原子炉過水操作 （解析上考慮せず）	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉注水量の増加	約17時間 格納容器圧力0.31MPa[gage]到達																	
代替格納容器スプレィ冷却系（常設） サブプレッジョン・チェンバースプレィ操作 （解析上考慮せず）	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 スプレィ弁操作	サブプレッジョン・チェンバース開閉温度40℃超過確認後 サブプレッジョン・チェンバースプレィを実施する																	
可変型代替注水ポンプ（A-2機）による淡水貯水池から淡水貯蔵槽への供給	—	—	—	—	6人 ↓ 6人 ↓ 6人	—	・放射線防護装置準備	10分																	
						—	・現場移動 ・可変型代替注水ポンプ（A-2機）による淡水貯蔵槽への注水準備 （可変型代替注水ポンプ（A-2機）移動、ホース敷設（淡水貯水池から可変型代替注水ポンプ（A-2機）、可変型代替注水ポンプ（A-2機）から接続口）、ホース接続、ホース水張り）	30分																	
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・格納容器ベント準備（バウンダリ構成）	40分																	
	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・放射線防護装置準備	10分																	
	—	—	—	—	—	—	・現場移動 ・格納容器ベント準備（格納容器二次隔離を操作、バウンダリ構成）	90分																	
	—	—	—	—	5人 ↓ 12人	—	・6号がフィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	40分																	
	—	—	—	—		—	・7号がフィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	40分																	
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離を操作） ・格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視																	
	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・格納容器ベント状態監視	適阻操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である（操作完了は、約20分後） 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置された適阻弁駆動装置により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う																	
	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離を操作）	20分																	
	(1人) B	(1人) b	—	—	10人 （多数）	10人 （多数）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置の固定 ・フィルタ装置電源供給 ・ドレン移送ライン変換バース	適宜実施																中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
給油準備	—	—	—	—	2人	—	・放射線防護装置準備	10分																	
	—	—	—	—		—	・軽油タンクからタンクローリ（4t）への供給	140分																タンクローリ（4t）残量に応じて適宜軽油タンクから供給	
給油作業	—	—	—	—	—	—	・可変型代替注水ポンプ（A-2機）への給油	適宜実施																作業中継（一時待避中）	一時待避中に燃料が枯渇しないように供給する
必要人員数：合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 （緊急要員20人）																				
（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。																									

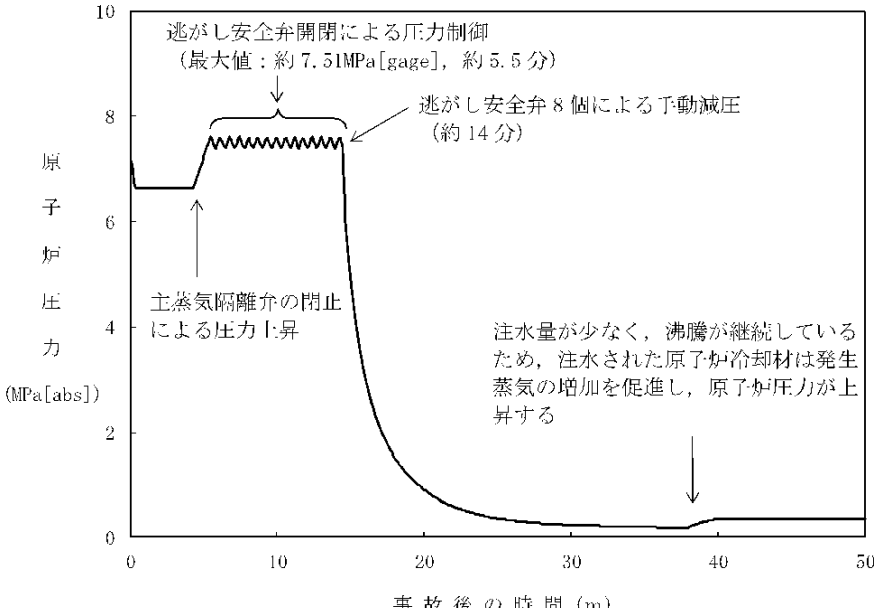
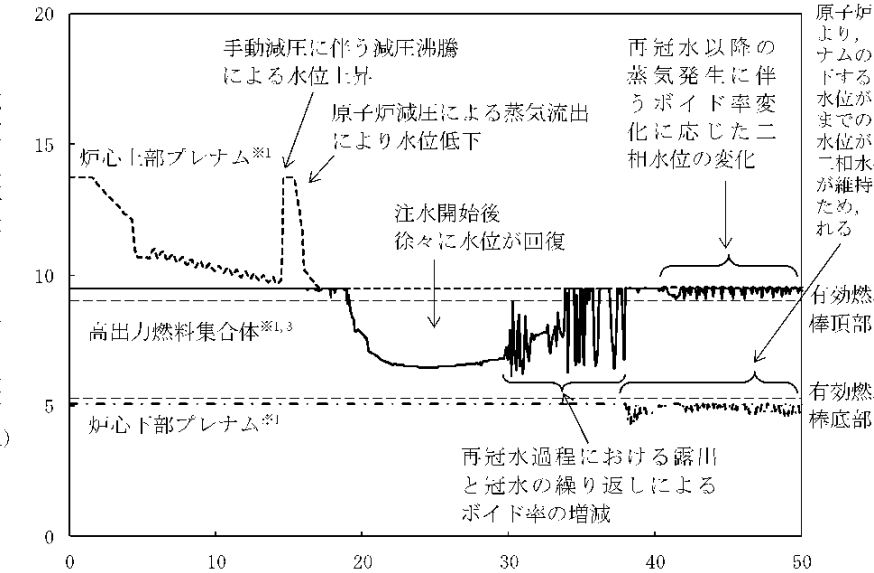
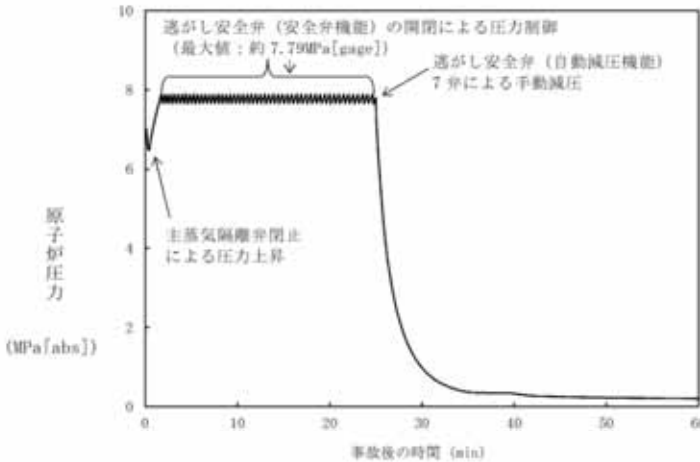
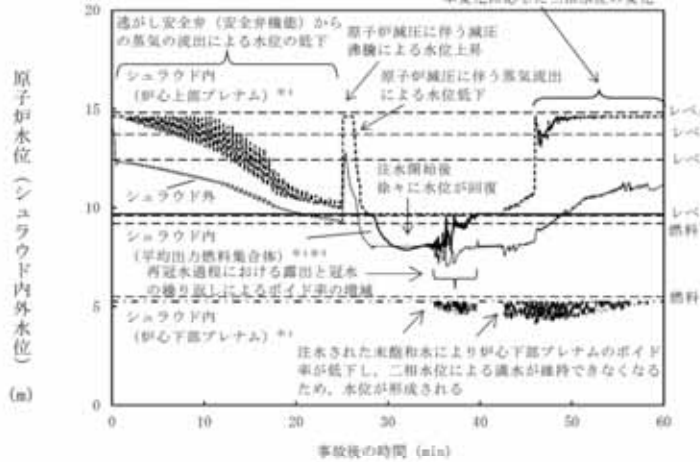
第 7. 1. 1－5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間（2/2）



第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)



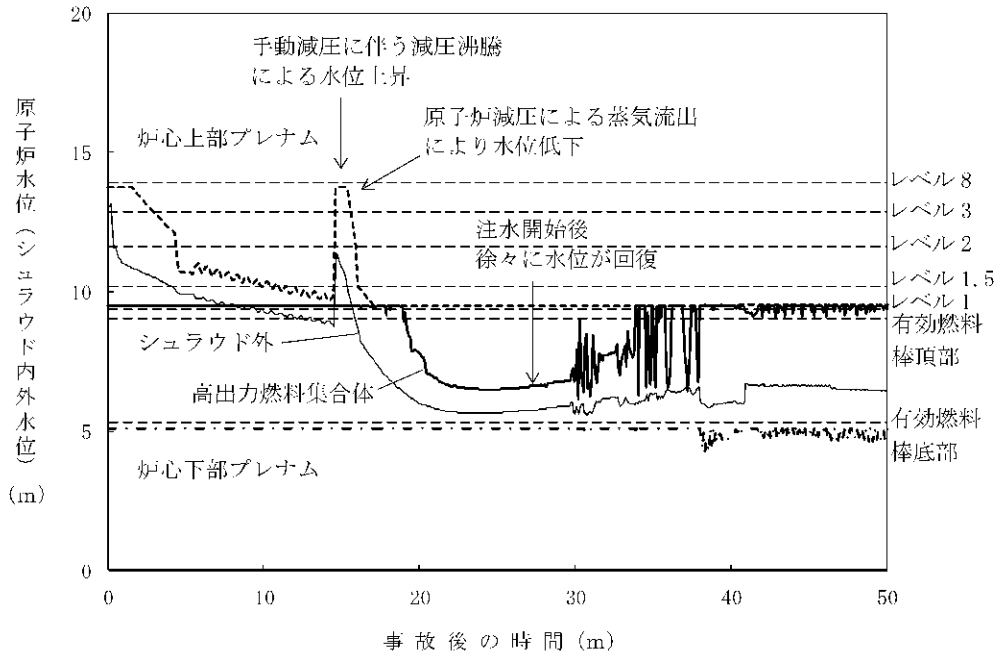
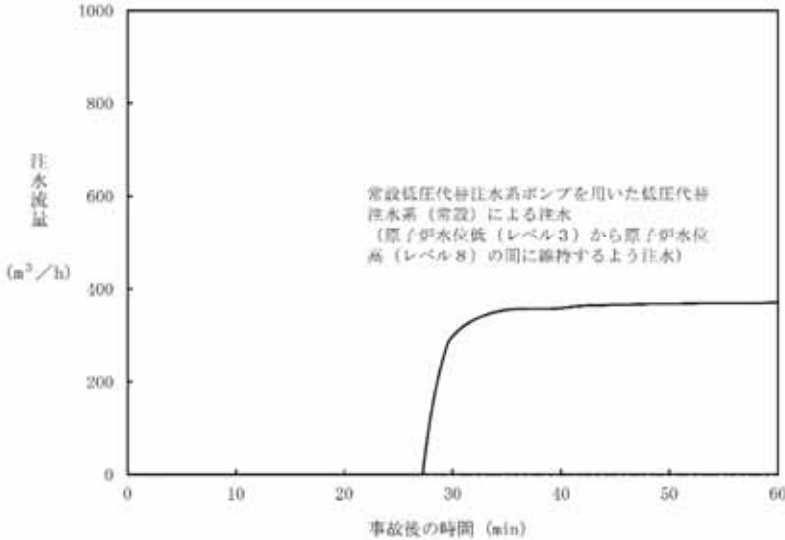
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p><p>事故後の時間 (min)</p><p>逃がし安全弁開閉による圧力制御 (最大値：約 7.51MPa[gage], 約 5.5 分)</p><p>逃がし安全弁 8 個による手動減圧 (約 14 分)</p><p>主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇</p><p>注水量が少なく、沸騰が継続しているため、注水された原子炉冷却材は発生蒸気の増加を促進し、原子炉圧力が上昇する</p></div> <p>第 7.1.1-6 図 原子炉圧力の推移</p> <div><p>原子炉水位 (シユラウド内水位) (m)</p><p>事故後の時間 (min)</p><p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p><p>原子炉減圧による蒸気流出により水位低下</p><p>注水開始後徐々に水位が回復</p><p>再冠水以降の蒸気発生に伴うボイド率変化に応じた二相水位の変化</p><p>有効燃料棒頂部※1</p><p>有効燃料棒底部※1</p><p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しのボイド率の増減</p><p>炉心下部プレナム※1</p><p>高出力燃料集合体※1,3</p><p>炉心上部プレナム※1</p></div> <p>第 7.1.1-7 図 原子炉水位(シユラウド内水位)の推移※2</p> <p>※1 SAFER では、炉心シユラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の原子炉冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。 なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は高出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。</p> <p>※2 シユラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積(水位)として扱われるため水位を高めに評価することとなる。)</p> <p>※3 高出力燃料集合体とは、燃料破断管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体、をいう。(追補 2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 1 部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード 9: 高出力燃料集合体 参照)</p> <p>※4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。</p>	<div><p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p><p>事故後の時間 (min)</p><p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の開閉による圧力制御 (最大値：約 7.79MPa[gage])</p><p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁による手動減圧</p><p>主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇</p></div> <p>第 2.1-4 図 原子炉圧力の推移</p> <div><p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p><p>事故後の時間 (min)</p><p>再冠水以降の蒸気発生に伴うボイド率変化に応じた二相水位の変化</p><p>逃がし安全弁 (安全弁機能) からの蒸気の流出による水位の低下</p><p>原子炉減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p><p>原子炉減圧に伴う蒸気流出による水位低下</p><p>注水開始後徐々に水位が回復</p><p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しのボイド率の増減</p><p>有効燃料棒頂部※1</p><p>有効燃料棒底部※1</p><p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しのボイド率の増減</p><p>炉心下部プレナム※1</p><p>高出力燃料集合体※1,3</p><p>炉心上部プレナム※1</p></div> <p>第 2.1-5 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移※2</p> <p>※1 SAFER では炉心シユラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部または平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。 なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。</p> <p>※2 シユラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積(水位)として扱われるため水位を高めに評価することとなる。)</p> <p>※3 「燃料破断管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。 (付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 1 部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード 9: 燃料集合体 参照)</p>	



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

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.1-8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1-6 図 注水流量の推移</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を第 7.1.1-7 図においては示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>



第 7.1.1-9 図 注水流量の推移

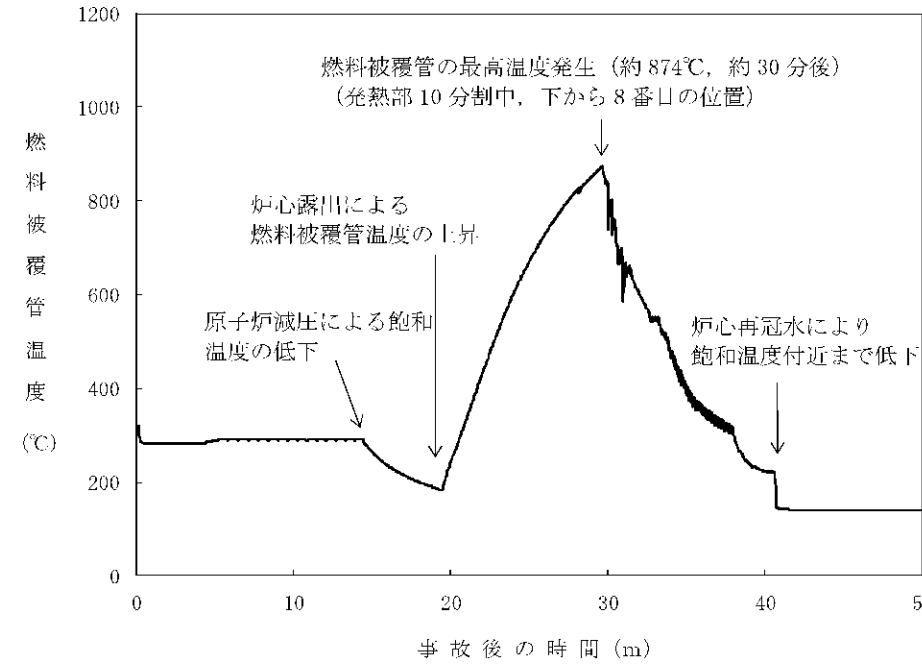
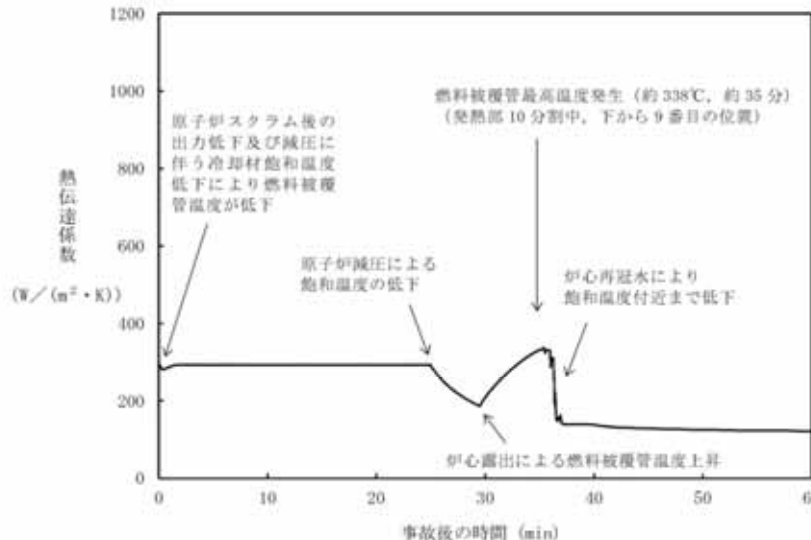
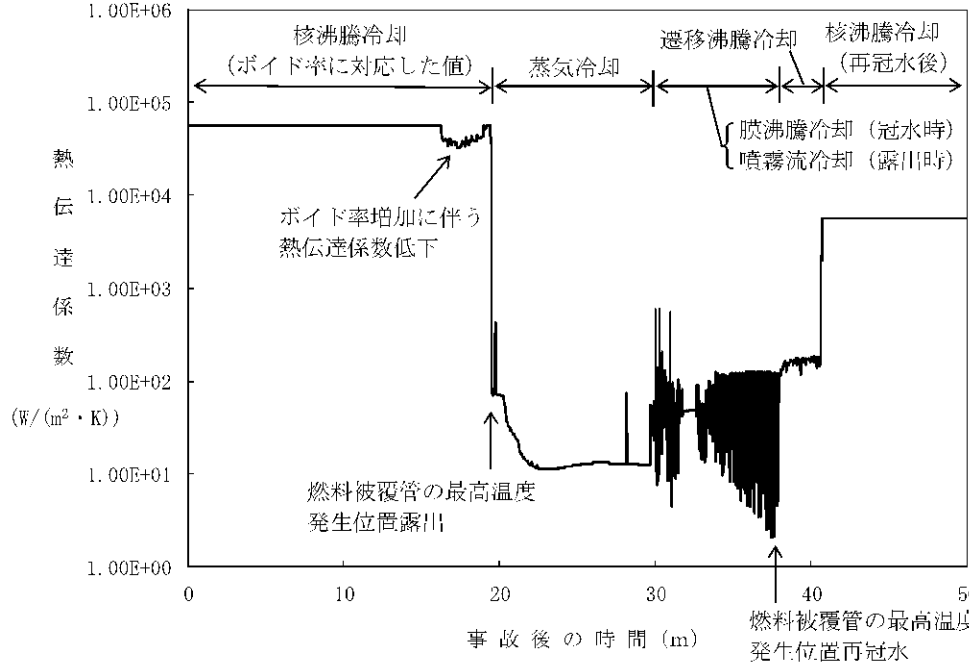
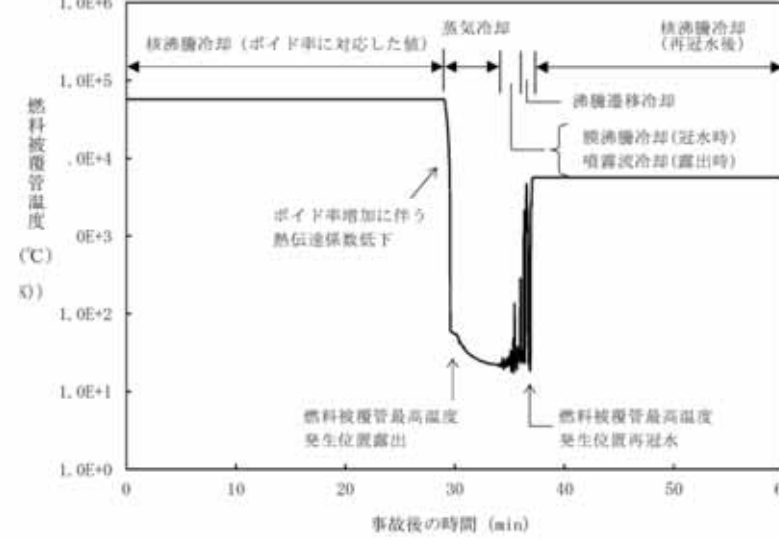


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 1－10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
<div></div> <p>第 7. 1. 1－11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	2. 1-3

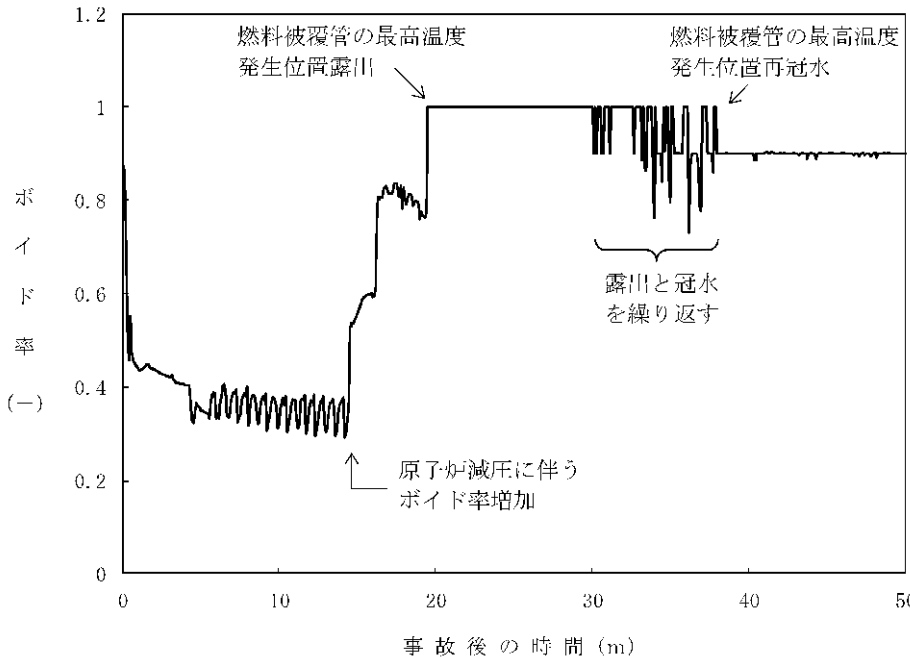
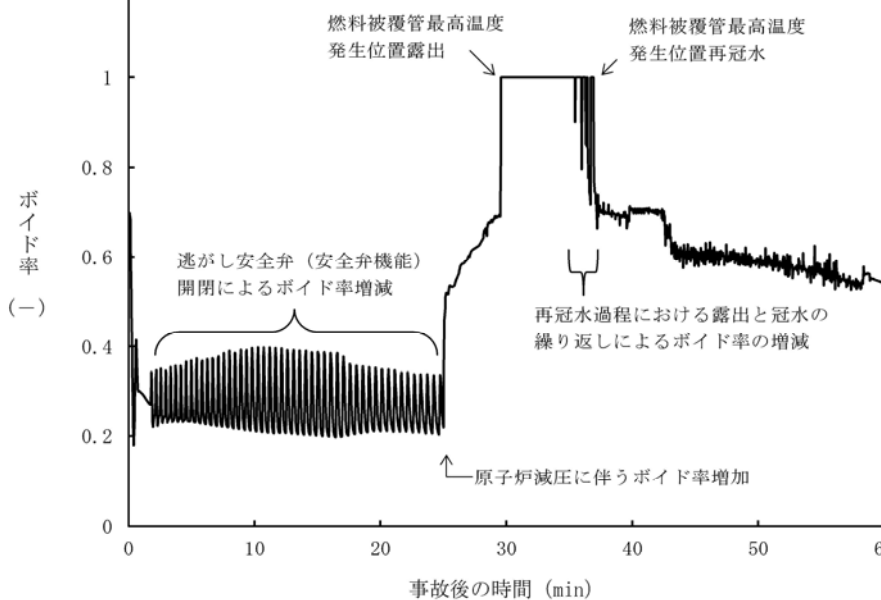
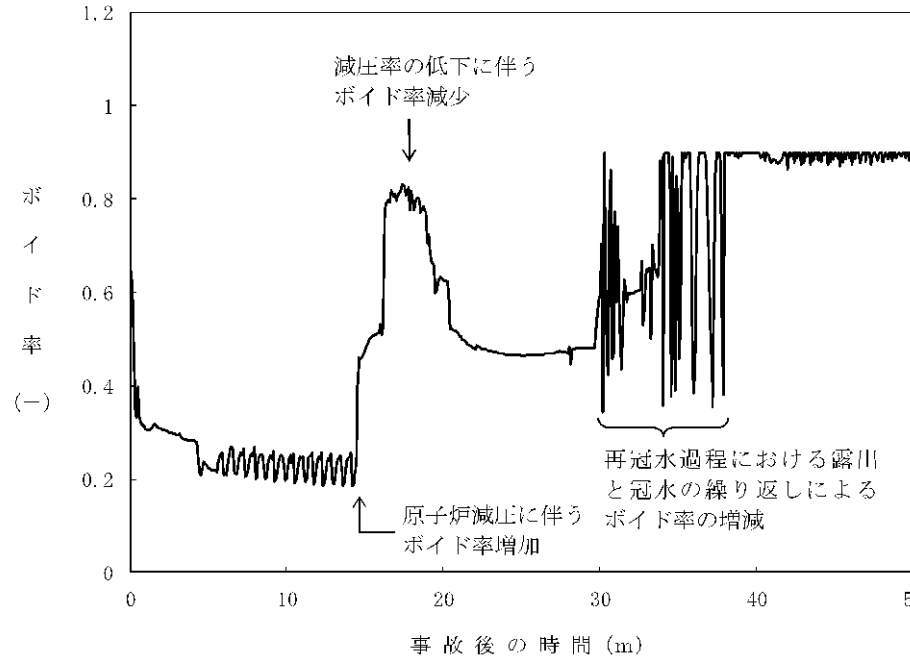
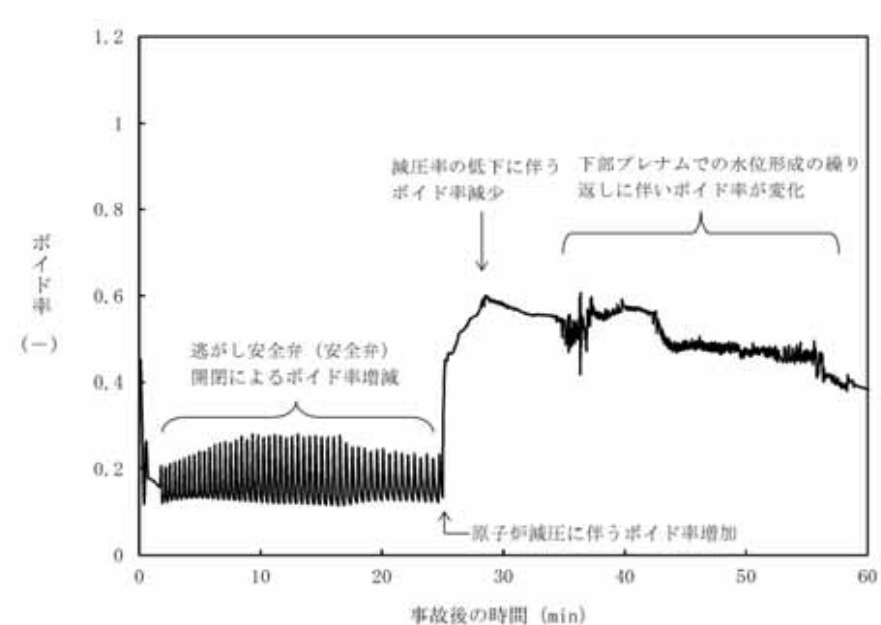


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>燃料被覆管の最高温度発生（約 874℃，約 30 分後） （発熱部 10 分割中，下から 8 番目の位置）</p><p>炉心露出による燃料被覆管温度の上昇</p><p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p><p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p><p>燃料被覆管温度（℃）</p><p>事故後の時間（min）</p></div> <p>第 7.1.1－12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<div><p>原子炉スクラム後の出力低下及び減圧に伴う冷却材飽和温度低下により燃料被覆管温度が低下</p><p>燃料被覆管最高温度発生（約 338℃，約 35 分） （発熱部 10 分割中，下から 9 番目の位置）</p><p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p><p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p><p>炉心露出による燃料被覆管温度上昇</p><p>熱伝達係数（<math>W/(m^2 \cdot K)</math>）</p><p>事故後の時間（min）</p></div> <p>第 2.1-9 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
<div><p>核沸騰冷却（ボイド率に対応した値）</p><p>蒸気冷却</p><p>遷移沸騰冷却</p><p>核沸騰冷却（再冠水後）</p><p>膜沸騰冷却（冠水時）</p><p>噴霧流冷却（露出時）</p><p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p><p>燃料被覆管の最高温度発生位置露出</p><p>燃料被覆管の最高温度発生位置再冠水</p><p>熱伝達係数（<math>W/(m^2 \cdot K)</math>）</p><p>事故後の時間（min）</p></div> <p>第 7.1.1－13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<div><p>核沸騰冷却（ボイド率に対応した値）</p><p>蒸気冷却</p><p>核沸騰冷却（再冠水後）</p><p>沸騰遷移冷却</p><p>膜沸騰冷却（冠水時）</p><p>噴霧流冷却（露出時）</p><p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p><p>燃料被覆管最高温度発生位置露出</p><p>燃料被覆管最高温度発生位置再冠水</p><p>燃料被覆管温度（℃）</p><p>事故後の時間（min）</p></div> <p>第 2.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p> <p>2.1-4</p>	



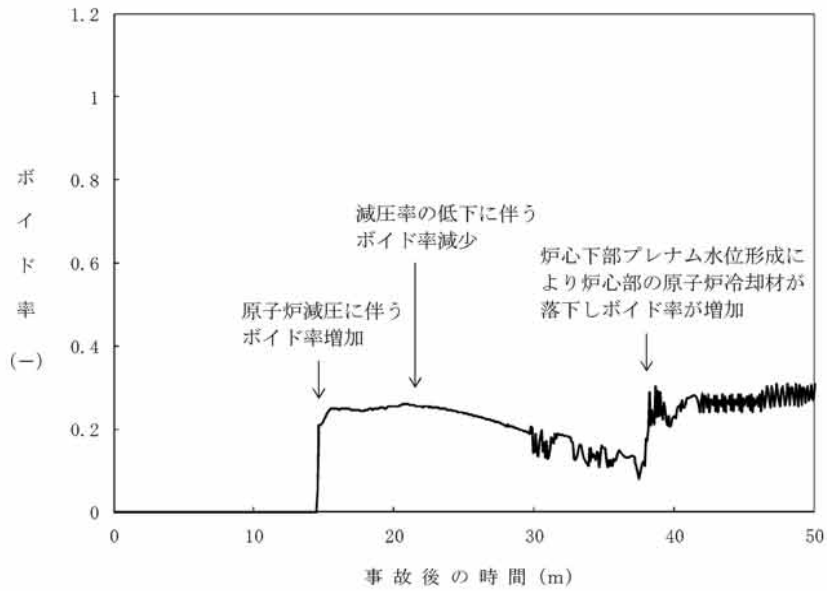
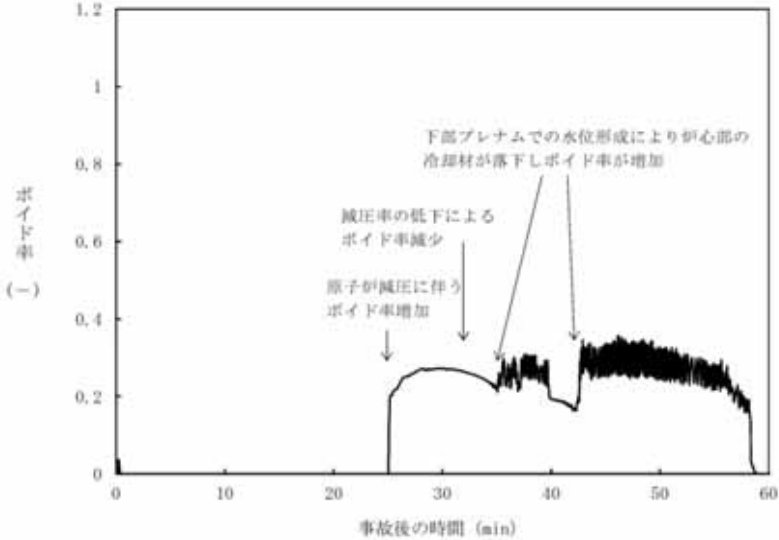
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 1－14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	
<div></div> <p>第 7. 1. 1－15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移*</p> <p>※ 高出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。</p>	<div></div> <p>第 2. 1-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	



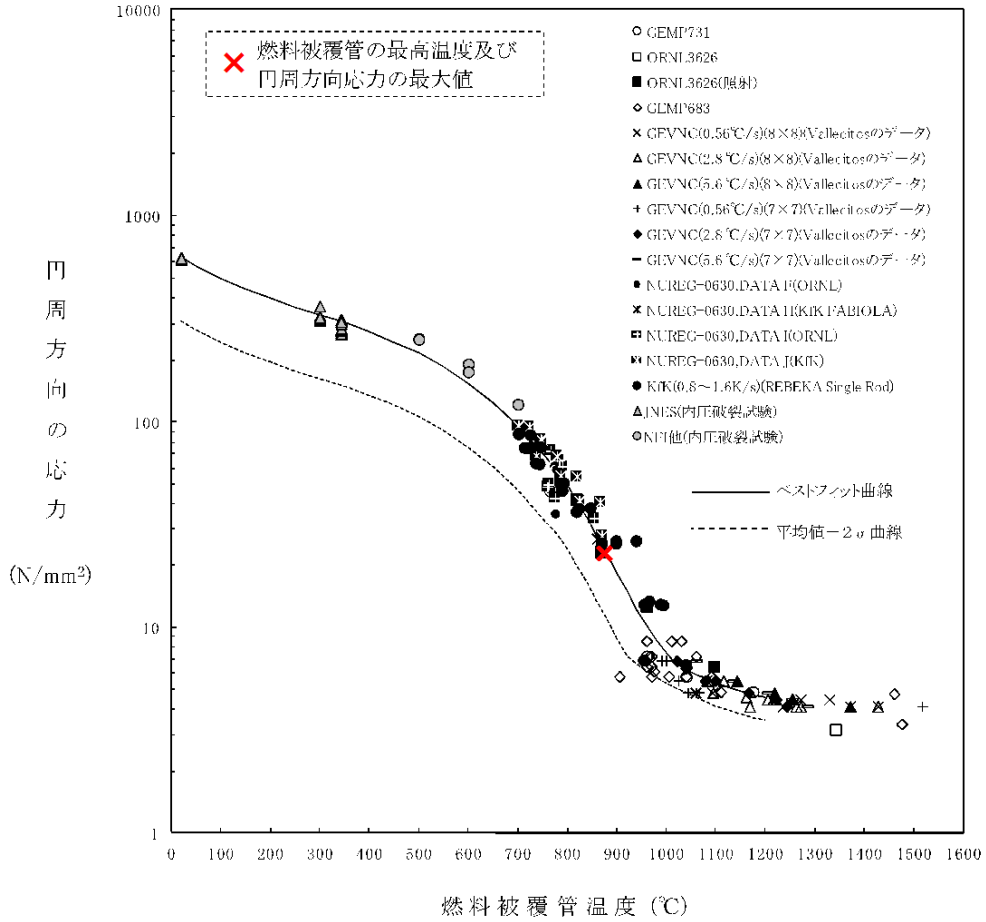
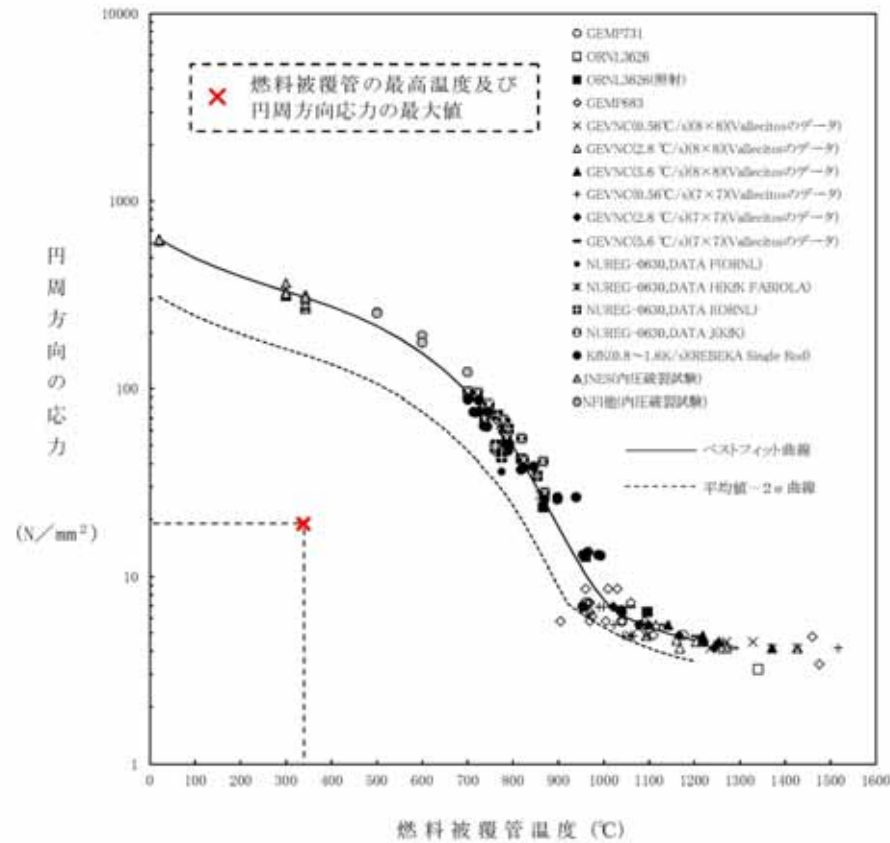
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.1-16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p><p>2.1-51</p></div>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p><p>円周方向の応力 (N/mm<sup>2</sup>)</p><p>燃料被覆管温度 (°C)</p><p>第 7.1.1-17 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p></div>	<div><p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p><p>円周方向の応力 (N/mm<sup>2</sup>)</p><p>燃料被覆管温度 (°C)</p><p>第 2.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p><p>2.1-7</p></div>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
<div><p>第 7. 1. 1－18 図 格納容器圧力の推移</p></div>	<div><p>第 2. 1-15 図 格納容器圧力の推移</p></div>	
<div><p>第 7. 1. 1－19 図 格納容器気相部温度の推移</p></div>	<div><p>第 2. 1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p></div>	2.1-8



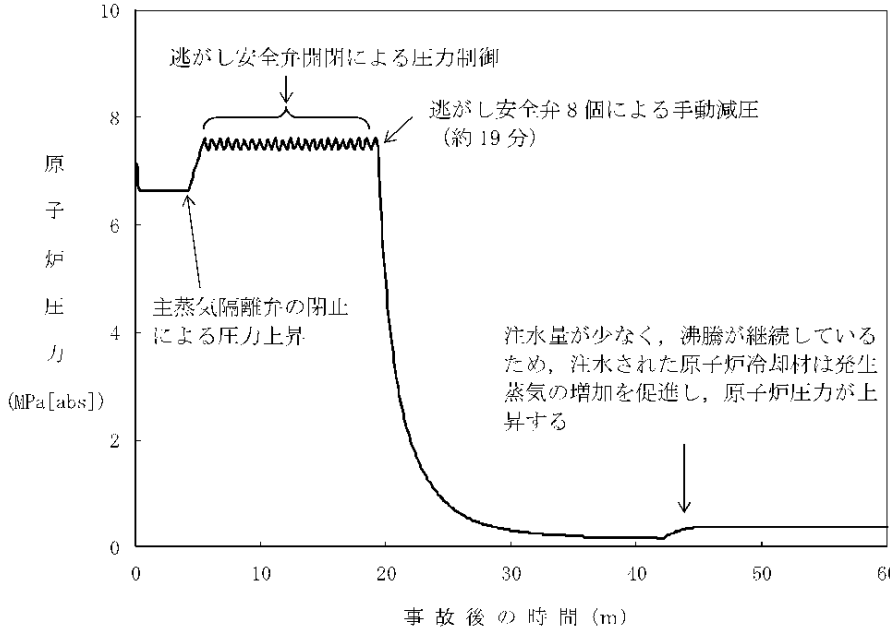
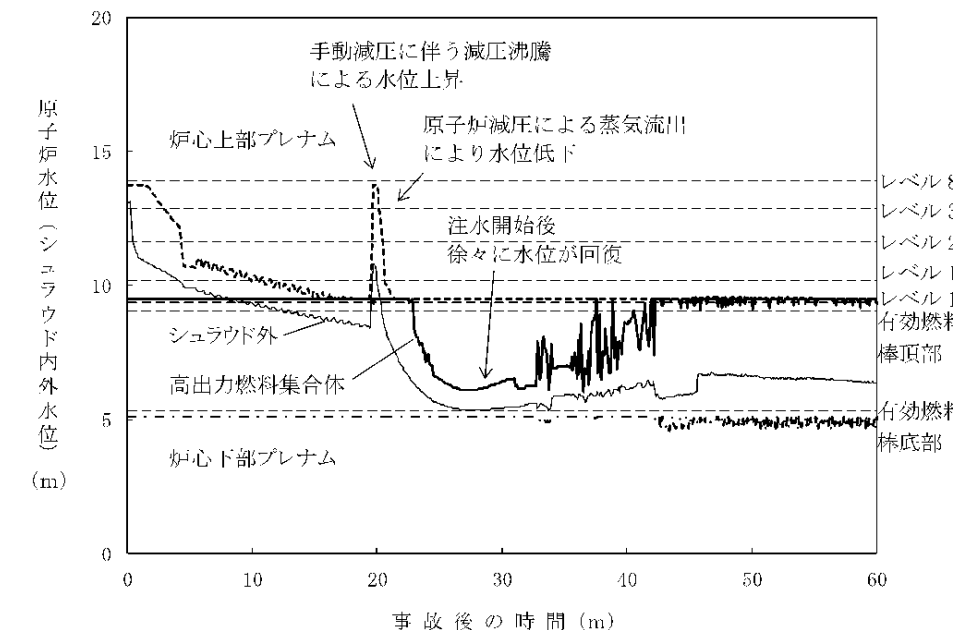
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
<div></div> <p>第 7.1.1-20 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p> <div></div> <p>第 7.1.1-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p> <div>2.1-9</div>



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

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.1－22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p> <div></div> <p>第 7.1.1－23 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>		東海第二においてはより燃料被覆管最高温度が高くなる「2.6 L O C A時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施している。



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>7.1.2.1 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「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」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「高圧注水・減圧機能喪失」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，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため，原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う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，緩和措置が取られない場合には，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，原子炉が減圧できず高圧のまま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，高圧注水機能又は原子炉減圧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>ここで，高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみに期待する事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり，「7.1.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に残留熱除去系（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，残留熱除去</p>	<p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.2.1 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「高圧注水・減圧機能喪失」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＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」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「高圧注水・減圧機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失するとともに，原子炉減圧機能も喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，低圧注水機能は維持されるが高圧注水機能が喪失するとともに原子炉が高圧のまま減圧できないため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，高圧注水機能又は減圧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>高圧注水・減圧機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサブプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として減圧機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。</p> <p>以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉減圧機能により原子炉を減圧し低圧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，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</p>	<p>・PRA の成功基準の違い</p> <p>東海第二は逃がし安全弁 1 弁の開放（再閉鎖失敗を含む）にて原子炉減圧に成功するため，「逃がし安全弁再閉鎖失敗」を含む事故シーケンスは高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）の事故シーケンスグループに分類</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待した場合の事象進展については，中長期的に熱容量制限で減圧して低圧の原子炉注水に移行するため本事故シーケンスと同じとなることを説明。なお，東海第二でも柏崎刈羽と同様に T B U シーケンスにおいては高圧代替注水系に期待した評価としており，また，本事故シーケンスについては低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認しているという点で実態として違いはない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び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「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び<b>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段</b>を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.2－1 図から第 7.1.2－2 図に、手順の概要を第 7.1.2－3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.2－1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<b>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 16 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名(6 号及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。</b>必要な要員と作業項目について第 7.1.2－4 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、16 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</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>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p> <p>原子炉水位は更に低下し、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。</p>	<p>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「高圧注水・減圧機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<b>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段</b>並びに過渡時自動減圧回路を用いた過渡時自動減圧機能付きの逃がし安全弁（以下「逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）」という。）による原子炉自動減圧手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.2-1 図に、対応手順の概要を第 2.2-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.2-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、<b>必要な要員は初動対応要員 8 名である。</b></p> <p><b>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。</b></p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.2-3 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（原子炉冷却材喪失事故を除く。）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. 高圧注水機能喪失の確認</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが、これにも失敗したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は、各系統の流量等である。</p>	<p>・東海第二では TQUX の機能喪失状態を踏まえ、低圧 ECCS4 台に期待した有効性評価を実施している。なお、<b>残留熱除去系（低圧注水系）1 台のみに期待した場合の感度解析も合わせて実施している。</b></p> <p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 代替自動減圧ロジック動作確認</p> <p>原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁 4 個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。</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，原子炉水位及び原子炉圧力である。</p> <p>d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）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>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>c. 高圧代替注水系の起動操作</p> <p>高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。</p> <p>なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。</p> <p>高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。</p> <p>d. 高圧注水機能の回復操作</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。</p> <p>e. 低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 1）信号発信により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統が自動起動する。</p> <p>低圧炉心スプレイ系等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），低圧炉心スプレイ系吐出圧力等である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。</p> <p>f. 原子炉自動減圧の確認</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 1）信号発信の 10 分後，かつ，低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確立されている場合，過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁が自動開放することで原子炉が減圧される。</p> <p>原子炉自動減圧の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉圧力等である。</p> <p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。</p> <p>g. 原子炉水位の調整操作</p> <p>逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。</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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</p>	<p>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・運転手順に従い，T A F に到達した場合は，炉心損傷がないことを確認する旨を記載</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>e. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転</p> <p>残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により，サプレッション・チェンバ・プール水温が静定することを確認後，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7. 1. 2. 2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6. 2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下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，逃がし安全弁再閉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）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，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</p>	<p>h. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却</p> <p>サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認した後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に機能を切り替えることでサプレッション・プール冷却を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度等である。</p> <p>i. 使用済燃料プールの冷却</p> <p>使用済燃料プールの冷却を実施する。</p> <p>以降，炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。</p> <p>2. 2. 2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1. 2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，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E C C S 注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，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S A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A P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，格納容器雰囲気気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，S A F E R</p>	<p>・東海第二では，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードを使用した場合の長期的な安全状態の維持に関する定量評価は，「添付資料 2. 1. 1（別紙 1）安定状態の維持について」において提示</p> <p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、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</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</p> <p>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し、原子炉水位低（レベル 2）信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。</p>	<p>コードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E コードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、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</p> <p>高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下が大きくなることで、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）</p> <p>A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（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>結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから C H A S T E コードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが、本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p> <p>・設備設計の違い</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(c) 原子炉減圧機能</p> <p>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，逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧ロジックを用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は，原子炉水位低（レベル 1）到達から 10 分後に開始し，自動減圧機能付き逃がし安全弁 4 個により原子炉減圧する。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) 逃がし安全弁</p> <p>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，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）は，原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点到達から 10 分後に作動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁により原子炉を自動で減圧するものとし，容量として 1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 低圧炉心スプレイ系</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で自動起動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最小流量特性（注水流量：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，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>※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系）</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で 3 系統が自動起動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧後に，1 台当たり最小流量特性（注水流量：0～1, 676m<sup>3</sup>／h，注水圧力 0～1. 55MPa[dif]）で原子炉へ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，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。</p> <p>(g) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）</p> <p>自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち，1 系統を残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）に切り替えるものとする。</p> <p>伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では TQUX の機能喪失状態を踏まえ，低圧 ECCS4 台に期待した有効性評価を実施している。なお，残留熱除去系（低圧注水系）1 台のみに期待した場合の感度解析も合わせて実施している。</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では，L 8 到達後に操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>・東海第二では，残留熱除去系の原子</p>
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として，「6. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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）運転操作は，原子炉水位高（レベル 8）を確認後，開始する。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は，原子炉圧力が 0. 93MPa[gage]まで低下したことを確認後，事象発生 12 時間後に開始する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として，「1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）への切り替え操作は，原子炉水位の制御範囲（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）及び切替えに要する時間を考慮し，原子炉水位高（レベル 8）設定点到達の 5 分後に実施する。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7. 1. 2－5 図から第 7. 1. 2－10 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7. 1. 2－11 図から第 7. 1. 2－16 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7. 1. 2－17 図から第 7. 1. 2－20 図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁 4 個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，残留熱除去系（低圧注水モード）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，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）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</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. 2-4 図から第 2. 2-8 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. 2-9 図から第 2. 2-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2. 2-15 図から第 2. 2-18 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水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムする。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及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。</p> <p>事象発生の約 21 分後に原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点に到達すると，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動するとともに，過渡時自動減圧回路の作動タイマーが作動し，この 10 分後，事象発生の約 31 分後に過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁が自動開放する。原子炉減圧が開始されると，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，原子炉圧力が低下し低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水が開始されると，原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，低圧炉心スプレイ系等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</p>	<p>炉停止時冷却モードを使用した場合の長期的な安全状態の維持に関する定量評価は，「添付資料 2. 1. 1（別紙 1）安定状態の維持について」において提示</p> <p>・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.2－11 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 761℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。原子炉圧力は、第 7.1.2－5 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。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 0.07MPa[gage]及び約 101℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7.1.2－6 図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）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、12 時間後に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。本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>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。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、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。</p> <p>また、炉心が再冠水した以降は、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 2.2-9 図に示すとおり、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、事象発生の約 41 分後に最高温度の約 711℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、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 2.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(0.3MPa 程度)を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は、第 2.2-15 図に示すとおり、原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、事象発生の約 41 分後にサブプレッション・プール冷却を実施することにより上昇が抑制され、崩壊熱が残留熱除去系の除熱能力を下回った以降に低下傾向となる。このため、格納容器バウンダリにかかる圧力は、事象発生の約 17 時間後に最高値の約 0.04MPa[gage]となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器雰囲気温度は、第 2.2-16 図に示すとおり、事象発生の約 128 時間後に最高値の約 90℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2.2-5 図に示すように、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.2-15 図及び第 2.2-16 図に示すように、残留熱除去系による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>(添付資料 2.2.1)</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（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す（1）から（4）の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.2.3 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。高圧注水・減圧機能喪失では，高圧注水機能及び原子炉減圧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，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）運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは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，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）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>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を確認しているが，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し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おり，また，格納容器圧力及び温度を操作開始</p>	<p>2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，高圧注水・減圧機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動した後に過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧し炉心を冷却すること並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱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，残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，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，全体としては格納容器圧力及</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>の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。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、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び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>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 to 評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め to 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、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め to 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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高め to 評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に</p> <p>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し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>(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初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.2－2 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>び雰囲気温度の傾向を適切に再現でき to あり，また，格納容器圧力及び雰囲気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。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，C S T F 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，その差異は小さく，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運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</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 to 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 to 評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高め to 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 to いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</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 2.2-2 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>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44. 0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており, その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, また, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが, 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部, サプレッション・チェンバ・プール水位, 格納容器圧力及び格納容器温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。事故条件の外部電源の有無については, 炉心冷却上厳しくする観点から, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお, 外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は, 解析条件の不確かさとして, 実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）, 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>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低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され, 燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり, 最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため, 原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで, 原子炉水位の低下は遅くなるが, 事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧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, 同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり, これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については, 起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として, 外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも, 非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系等の電源は確保されるため, 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から, 炉心冷却達成後に実施する残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作の開始は早くなる。</p> <p>(添付資料 2. 2. 2)</p>	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	
<p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44. 0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており, その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, また, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なく</p>	<p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は, 解析条件で設定した 44. 0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり, 最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり, 最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため, 原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで, 原子炉水位の低下は緩和され, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また, 同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッ</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>なり，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>ション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の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>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p>	
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p>	<p>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>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル 8）到達後（事象発生から約 60 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，複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。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早まる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作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>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル 8）設定点到達（事象発生から約 36 分）から 5 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，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，操作開始時間は早くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員が実施することから，この他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p>	
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から, 評価項目となるパラメータに対して, 対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し, その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 60 分後であり, 操作開始が遅れる場合においても, 格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は, 事象進展が同様となる「7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 17 時間であり, 約 16 時間以上の時間余裕がある。また, 原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり, 約 37 時間以上の時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果, 解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他, 評価項目となるパラメータに対して, 対策の有効性が確認できる範囲内において, 操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.2.4 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「高圧注水・減圧機能喪失」において, 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は, 「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 16 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員, 緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において, 必要な水源, 燃料及び電源は, 「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については, サプレッション・</p>	<p>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ることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から, 評価項目となるパラメータに対して, 対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し, その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作開始までの時間は事象発生から約 41 分後であり, 運転操作が遅れる場合においても, 格納容器圧力が常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の実施基準である 279kPa [gage] に到達するまでの時間は, 事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約 14 時間後であり, 準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</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。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>2.2.4 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「高圧注水・減圧機能喪失」において重大事故等対策に必要な初動対応要員は, 「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 8 名であり, 「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「高圧注水・減圧機能喪失」において, 必要な水源, 燃料及び電源は, 「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い, 以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水につい</p>	<p>・東海第二では, RHRによる格納容器除熱が遅れた場合の操作時間余裕として, 代替スプレイの実施基準（279kPa[gage]）到達までの時間余裕を評価している。ベント実施基準（310kPa[gage]）までの操作時間余裕はこれより大きくなるが, いずれにしても 10 時間以上の時間余裕が確保されていることから, 実態として違いはない</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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ため，7 日間の注水継続実施が可能である。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>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1, 519kL）。</p> <p>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1, 020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2, 040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7. 1. 2. 5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで，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。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉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>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡</p>	<p>ては，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはないく，7 日間の対応が可能である。</p> <p>なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。</p> <p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484. 0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130. 3kL の軽油が必要となる。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及び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，7 日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2. 2. 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>2. 2. 5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，高圧注水機能及び減圧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「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系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「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」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，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉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。</p> <p>また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉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「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗」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，過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱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性であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備考
第 7.1.2-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について				
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル 1）にて自動起動するが、原子炉圧力が低いので原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 残水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 高圧代替注水系統流量 残水貯蔵槽水位 (SA)
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、過剰安全弁 4 個が開き、原子炉急減圧する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急減減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード）】	—	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により、サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度が安定することを確認後、サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
【 】：重大事故等対処設備（設計基準仕様） ■：有効性評価上考慮しない操作				

第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（1/2）				
操作及び確認	手 順	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を要請し、手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉じたことを確認する。 ・圧縮機ポンプが、リップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁 A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	—	原子炉水位 (広帯域、移動域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 高圧炉心スプレイノ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	—	高圧代替注水系統流量
高圧注水機能の回復操作	・高圧炉心スプレイ系の回復操作を実施する。	—	—	—
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点に到達した時点で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動したことを確認する。 ・外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用電源に電源を供給する。	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系（低圧注水系） 非常用ディーゼル発電機 軽重貯蔵タンク	—	原子炉水位 (広帯域、移動域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 低圧炉心スプレイノ系ポンプ吐出圧力 出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
■：有効性評価上考慮しない操作				

10-7-1-274

22-23



前ページと同じ

【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）  
□：有効性評価上考慮しない、操作

東海第二発電所

: 有覺性評價上考慮しない操作

10-7-1-274



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所	備 考
初期条件	第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/4）	第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/5）	
	項目	主要解析条件	
	解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	
	原子炉熱出力	3,926MWt	
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータス カー卜下端から+119cm）	
	炉心流量	52,200t/h	
	炉心入口温度	約 278℃	
	炉心入口サブクール度	約 10℃	
	燃料	9×9 燃料（A 型）	
	最大線出力密度	44.0kW/m	
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル・サ プレッション・チェンバ間差 圧）	
条件設定の考え方	サブレーション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	
	サブレーション・チェンバ・プール水温	35℃	
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	
	格納容器温度	57℃	
初期条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナケケンスの重要現象を評価できる解析コーム
	原子炉熱出力	5,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカー卜下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は、熱水力学的特性はほぼ同等 であり、その他の核的的特性の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含さ れることから、代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒出力密度が大きい方が燃料棒管壁温度に対して厳しい設定 となるため、保安規定の運転上の制限における上乗率を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい 設定となるため、崩壊熱が小さくなる燃焼度の高い条件として、1サイクル の運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に 対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含す る値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定



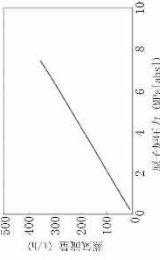
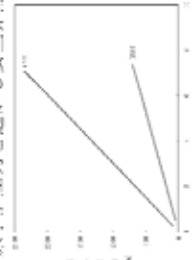
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考	
第 7. 1. 2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/4）					
項目		主要解析条件		条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失		原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失		高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源あり		外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	
10-7-1-276					

第 2. 2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/5）					
項 目		主要解析条件		条件設定の考え方	
初期条件	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>		設計値を設定	
	格納容器体積（ウェットウエル）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転における下限値を設定	
	サブレーション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転における下限値を設定	
	サブレーション・プール水温度	32℃		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転における上限値を設定	
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウエル－サブレーション・チェンバール間差圧）		設計値を設定	
	起因事象	給水流量の全喪失		運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失		高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	
事故条件	外部電源	外部電源あり		原子炉スクラムが原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	
2.2-26					



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
重大事故等対策に関する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定	
		逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1個、363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個、367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個、370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個、373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個、377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個、380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	
原子炉減圧機能		代替自動減圧ロジックにより自動減圧機能付き逃がし安全弁の4個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達から10分後 作動数：4個 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	
重大事故等対策に関する機器条件		項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	設計値を設定	
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で閉	設計値を設定	
	A T W S緩和設備 （代用原子炉圧荷重ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で全台トリップ	設計値を設定	
		＜原子炉圧力制御＞ 安全弁機能 7.79MPa[gage]×2個、385.2t/h/個 8.10MPa[gage]×4個、400.5t/h/個 8.17MPa[gage]×4個、403.5t/h/個 8.24MPa[gage]×4個、407.2t/h/個 8.32MPa[gage]×4個、410.6t/h/個 （原子炉減圧時） 逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁を開放することによる原子炉減圧 作動時間：原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達から10分後 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧過渡時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し減圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	
逃がし安全弁			逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	

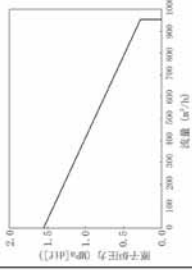


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4/4）		東海第二発電所		備 考



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

第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4/4）			
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル 1）にて自動起動 954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[diff])において注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	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及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	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）運転操作	原子炉水位高（レベル 8）到達後	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から 12 時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定
	重大事故等対策に関する機器条件		

前ページと同じ

10-7-1-278

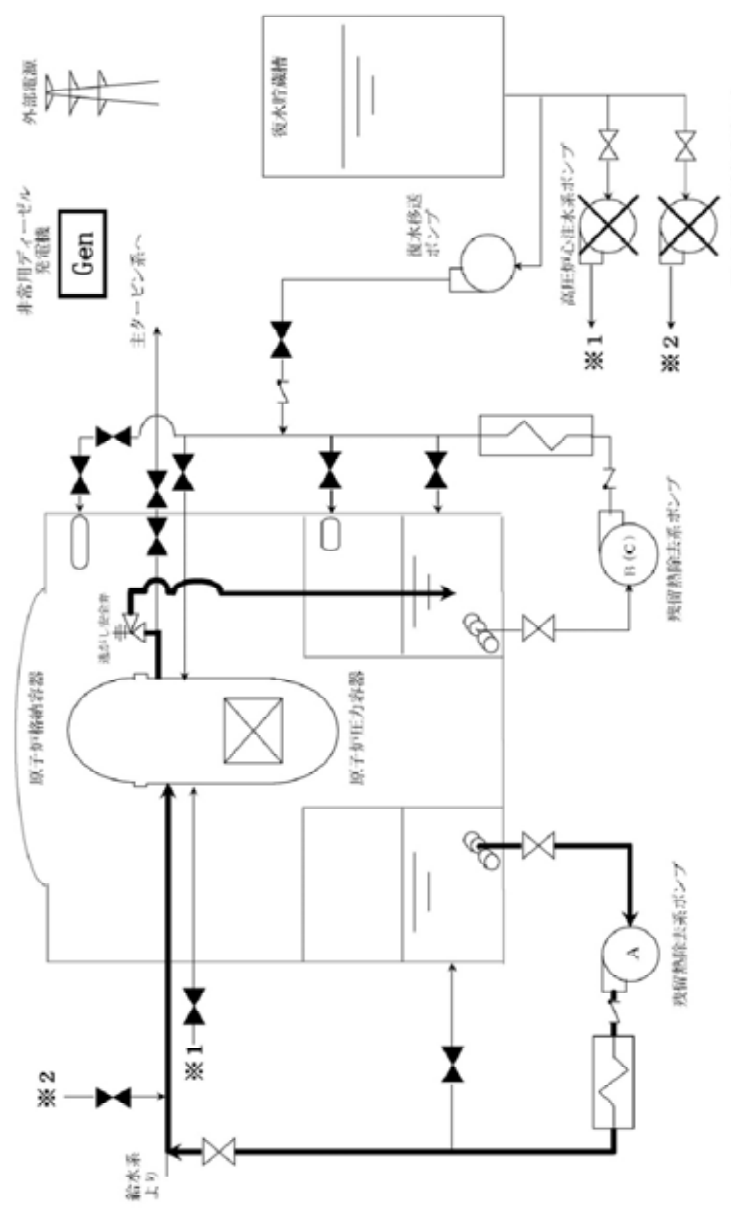
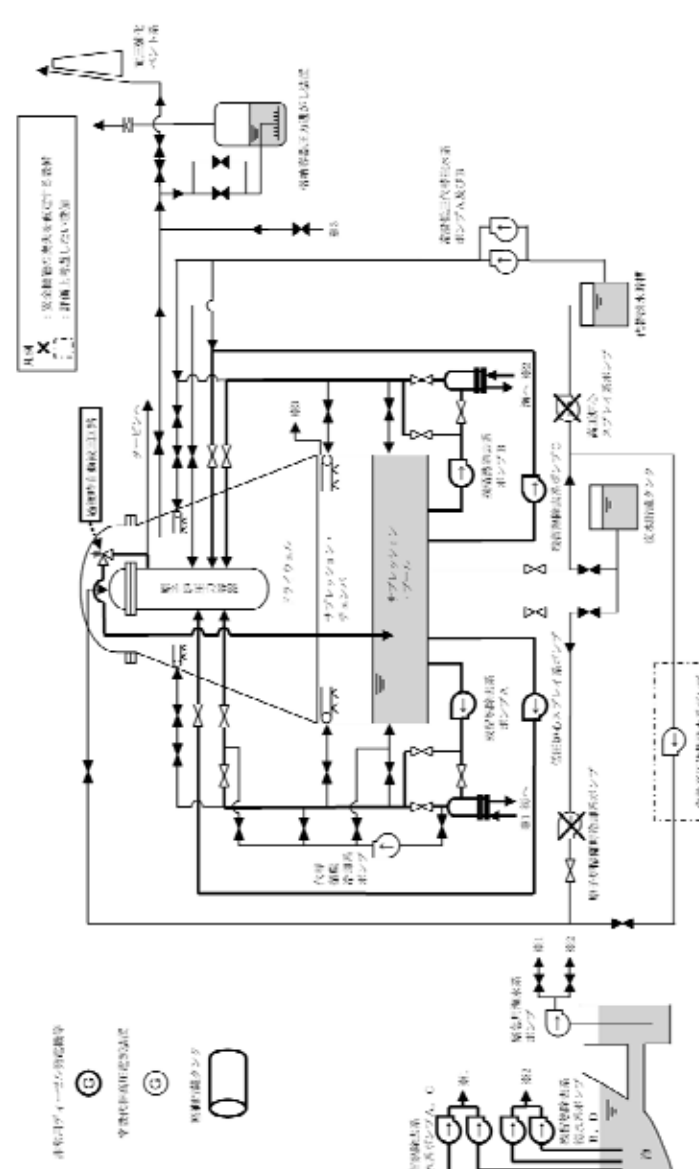
第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5/5）			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関する機器条件	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	原子炉水位高（レベル 8）設定点到達から 5 分後	運転手順に基づき、原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル 2）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として、運転モードの交替に必要な時間を考慮して設定
2.2-30			

2.2-30

| 東海第二発電所 | | | |
| 備考 | | | |

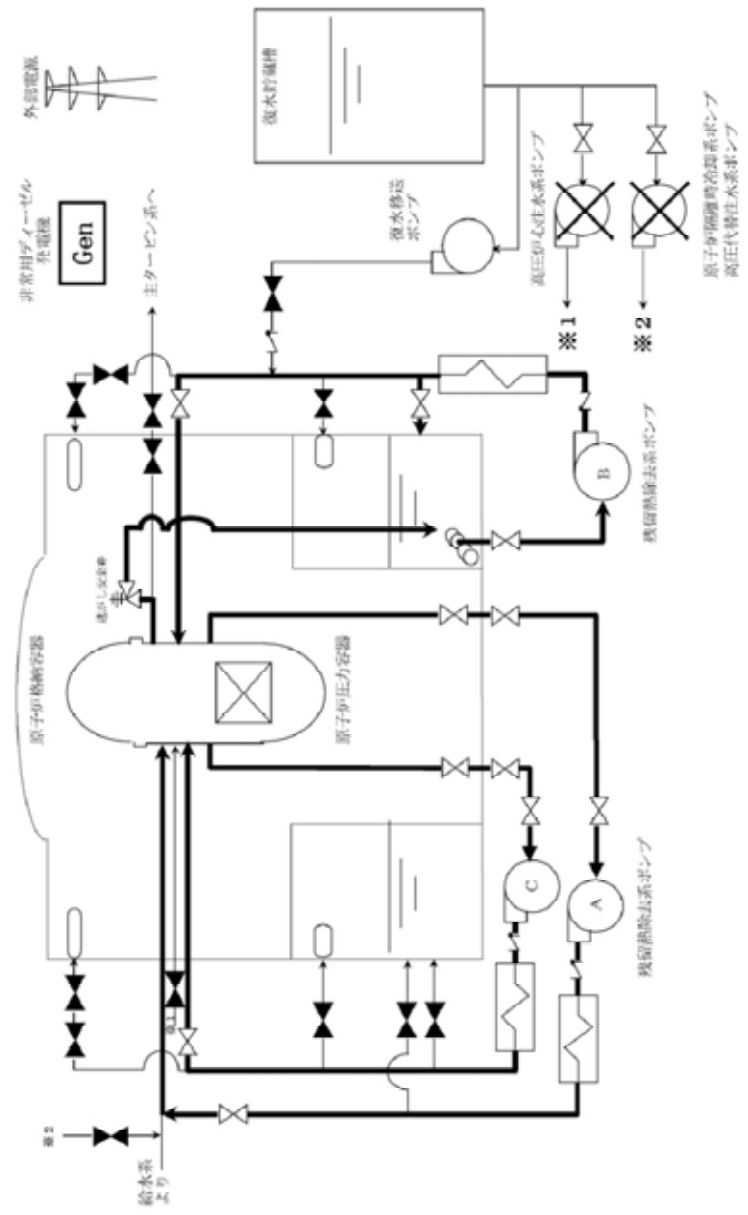
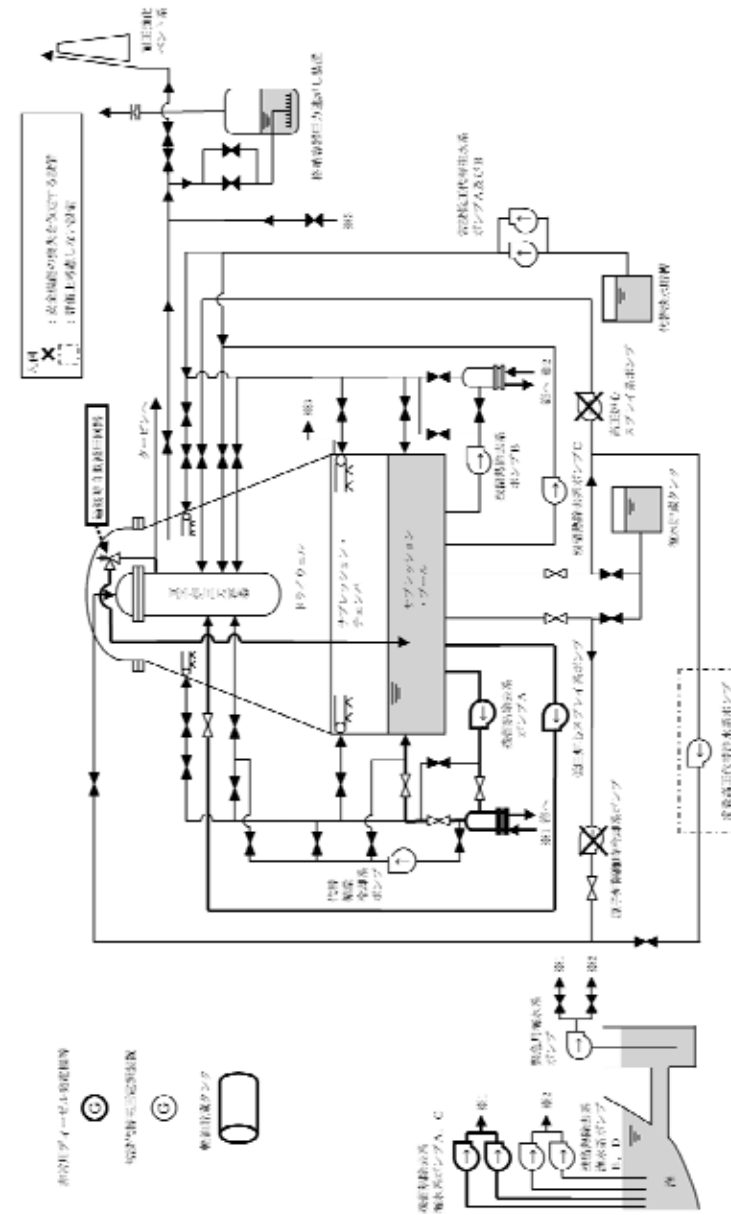


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

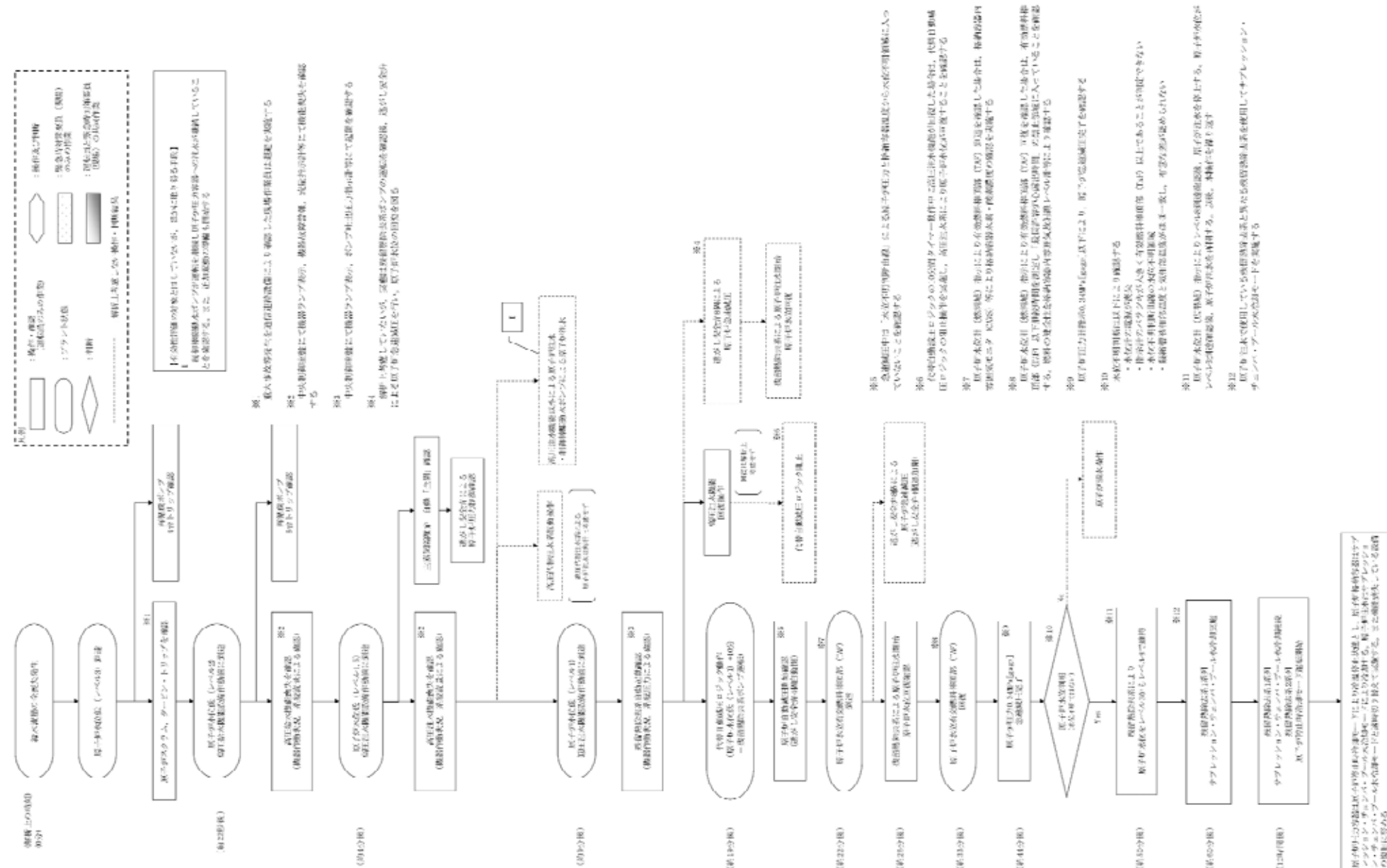
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-1 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)</p></div>	<div><p>第 2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (低圧炉心スブライズ系及び残置熱除去系 (注圧注水系) による原子炉注水段階)</p></div>	



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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)</p></div>	<div><p>2.2-32</p><p>第 2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (低圧炉心スプレノ系による原子炉注水及び残留熱除去系による蒸気容器除熱設備)</p></div>	





第7.1.2-3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要



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

(解析上の時刻)

凡 例

- : 操作・確認 (運転員)
- ◇ : プラント状態 (解析)
- ◇ : 判断
- ◇ : 解析上考慮しない操作
- ◇ : 重大事故等対応要員 (現場) の作業
- ◇ : 運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業

使用済燃料プール  
の冷却

※ 1 : 原子炉システムは、中央制御室にて平均出力領域計表等により確認する。

※ 2 : 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。

※ 3 : 過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し、原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点以上に回復した場合は、タイマーがリセットされたことを警報発報により確認する。

※ 4 : 中央制御室にて機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※ 5 : 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素、酸素濃度を確認する。

※ 6 : 原子炉損傷は、以下により判断する (燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行)。

- ・格納容器雰囲気放射線モニタ計線濃度が設計基準原子炉冷却材喪失事故時延滞放出相当の 10 倍以上

※ 7 : 原子炉減圧時には原子炉水位計建屋内の原子炉冷却材の減圧漏洩により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。

原子炉水位不明は、以下により判断する。

- ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
- ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
- ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きくなり有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※ 8 : 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※ 9 : 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、燃料有効長頂部以下の継続時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに、格納容器雰囲気監視系・酸素モニタにより燃料の健全性を確認する。

※ 10 : 低圧炉心スプレイス系により、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) 設定点の間に維持する。

※ 11 : サブプレッション・プール水温度が 32℃ に到達し、かつ低圧炉心スプレイス系により原子炉水位が維持可能であることを確認し、残留熱除去系 (低圧注水系) から残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系) に切り換える。解析上は、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切替操作を開始し、この 5 分後にサブプレッション・プールの冷却を開始する想定としている。

※ 12 : サブプレッション・プールの冷却の開始時間は、MAAP 解析に基づいたものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取捨得る手段】

I 常設低圧代替注水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実施可能である。炉心損傷防止としての効果は確保できないが、制御棒駆動注水系による原子炉圧力容器への注水が可能である。また、追加起動の準備も開始する。

常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) と同等の流量は確保できないが、ほろろ水注入系、消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。

注本開始時間は短くなるが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。

第 2.2-2 図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

第 2.2-2 図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機										備 考					
高圧注水・減圧機能喪失															
							経過時間（分）		経過時間（時間）		備考				
							10 20 30 40 50 60		10 12 14 18 20						
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	<div>事故発生</div> <div>原子炉スクラム</div> <div>約22分 原子炉水位低（レベル4.2）</div> <div>約4分 原子炉水位低（レベル4.1.5）</div> <div>約9分 原子炉水位低（レベル4）</div> <div>プラント状況判断</div> <div>約19分 代替自動減圧ロジック動作</div> <div>約22分 原子炉水位有効燃料棒損傷到達（※）</div> <div>約26分 低圧注水系 原子炉注水開始</div> <div>約59分 原子炉水位高（レベル4.8）</div> <div>12時間後</div> <div>残留熱除去系</div> <div>原子炉停止時冷却モード</div> <div>運転開始</div> <div>約60分</div> <div>残留熱除去系</div> <div>サブプレッション・チェンバ・プールの水位モード</div> <div>運転開始</div>				※シミュラード内水位に基づく時間			
	責任者	当直長		1人		中央監視									
	指揮者	6号	当直副長	1人		緊急時対策本部連絡									
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡									
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）										
状況判断	6号	7号	6号	7号	6号	7号	10分								
	2人 A, B	2人 a, b	—	—	—	—						・船水流量の全喪失確認			
												・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認			
												・冷却材内層電導率トリップ確認			
												・原子炉隔離時の異常自動起動／機能喪失確認			
												・高圧炉心注水系自動起動／機能喪失確認			
												・高圧代替注水系起動操作			
												・主蒸気隔離や全閉確認、過熱し安全弁による原子炉圧力制御確認			
												・残留熱除去系自動起動確認			
												高圧注水機能喪失調査、復旧操作（解放上考慮せず）	—	—	—
原子炉減圧確認	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・過熱し安全弁 4個自動開放確認	過熱し安全弁動作による原子炉減圧を適宜確認する							
残留熱除去系低圧注水モード 注水操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 注水弁自動開確認 ・残留熱除去系 注水弁操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持	残留熱除去系ポンプ (A)						
残留熱除去系サブプレッション・チェンバ・プールの水位モード操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 試験用調節弁操作	サブプレッション・チェンバ・プールの水位モード運転を継続 ※2系原子炉停止時冷却モード運転時は適宜原子炉圧水監視	残留熱除去系ポンプ (B)						
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード準備	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード 系統構成・パラメータ監視	90分	残留熱除去系ポンプ (C)						
	—	—	2人 C, D	2人 c, d	—	—	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離	30分							
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続	残留熱除去系ポンプ (C)						
残留熱除去系低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード切替え	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード 系統構成・パラメータ監視	90分	残留熱除去系ポンプ (A)						
	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離	30分							
残留熱除去系原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続	残留熱除去系ポンプ (A)						
必要人員数：合計							2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	0人				
( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。															

第 7.1.2-4 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間

10-7-1-347

第 7.1.2-4 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間



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

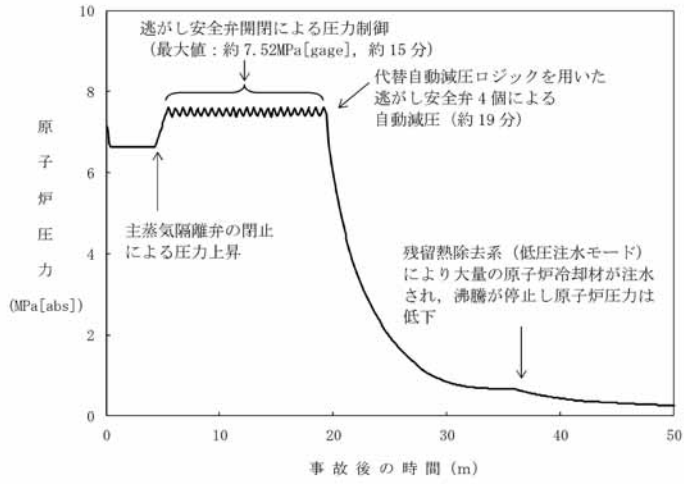
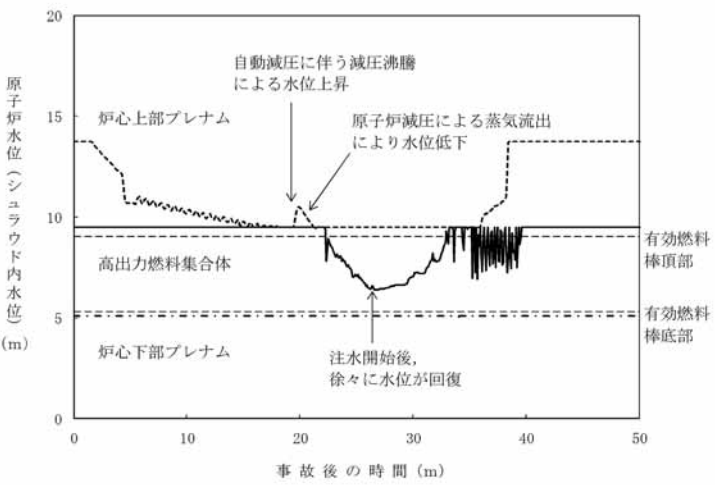
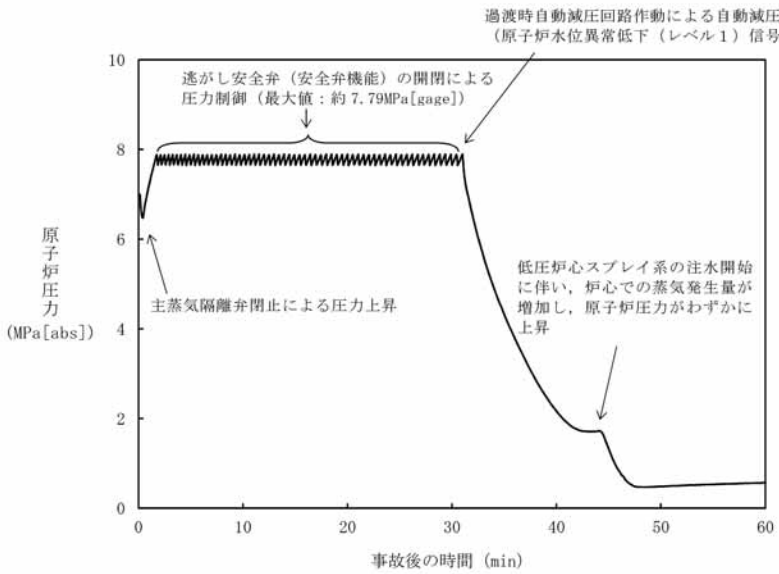
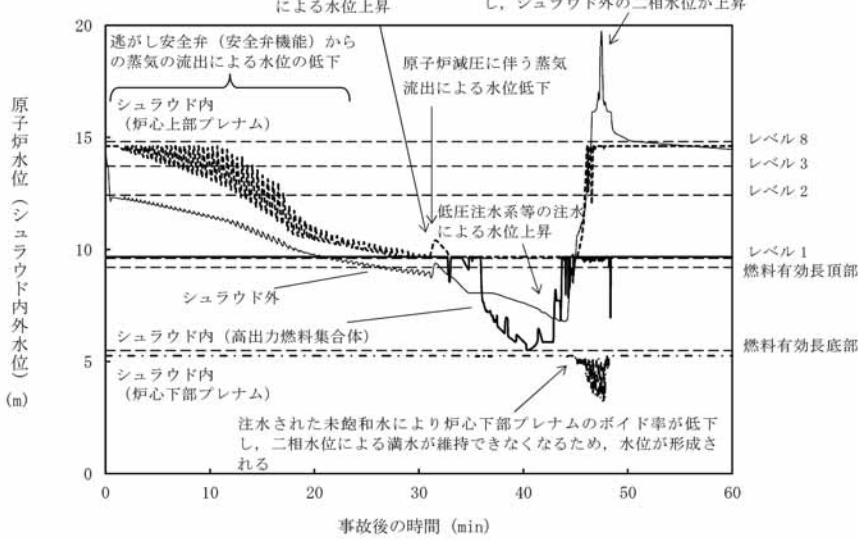
東海第二発電所

備考

高圧注水・減圧機能喪失																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
				経過時間										備考																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
				0102030405060708090分25時間																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽ プラント状況判断 ▽ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▽ 約31分 過渡時自動減圧回路自動作動 ▽ 約34分 原子炉水位燃料有効長頂部到達 ▽ 約41分 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への移行																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
	責任者	発電長	1人													中央監視運転操作指揮																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	補佐	副発電長	1人													運転操作指揮補佐																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	通報連絡者	災害対策要員	2人													災害対策本部連絡 発電所外部連絡																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
状況判断	2人 A, B	—	—	● 原子炉スクラム確認 ● タービン停止の確認 ● 外部電源喪失の確認 ● 給水流量全喪失の確認 ● 再循環ポンプトリップの確認 ● 主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ● 原子炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	10分																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 2－5 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 7. 1. 2－6 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p></div>	<div><p>第 2. 2-4 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 2. 2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※</p><p>※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p></div>	

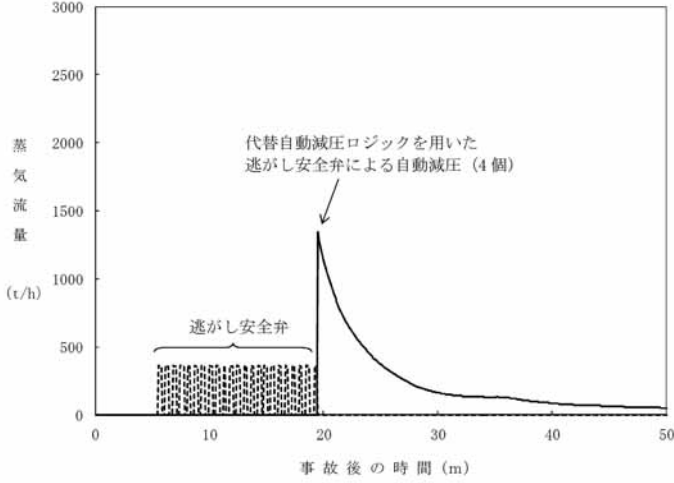
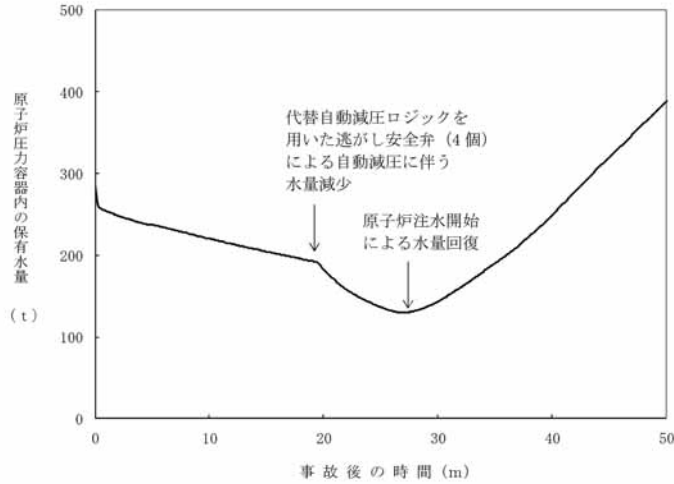
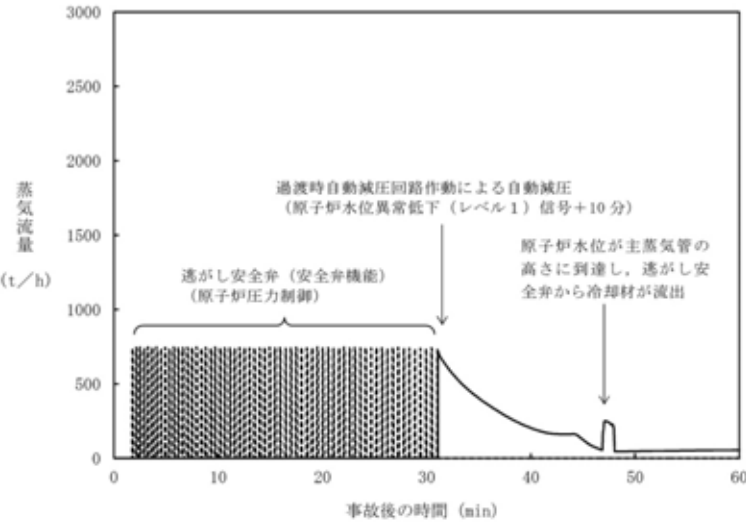
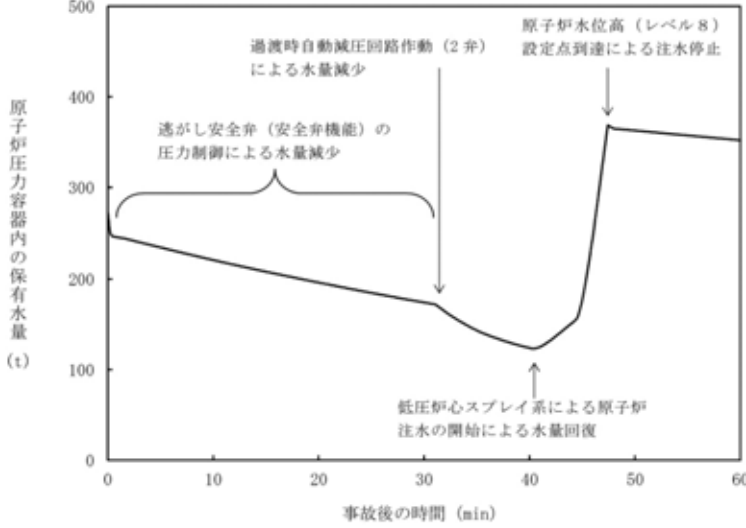


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

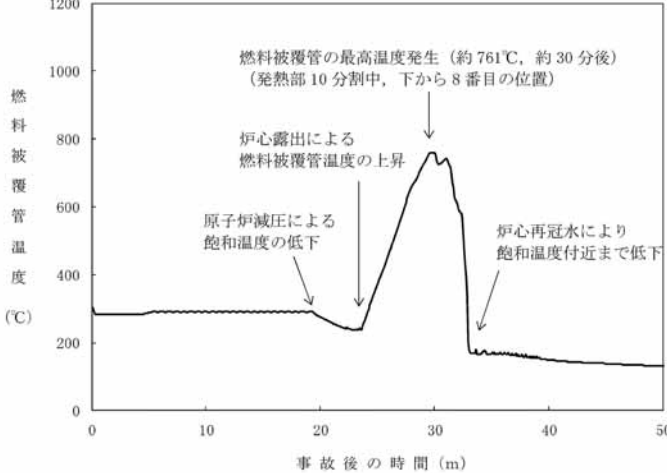
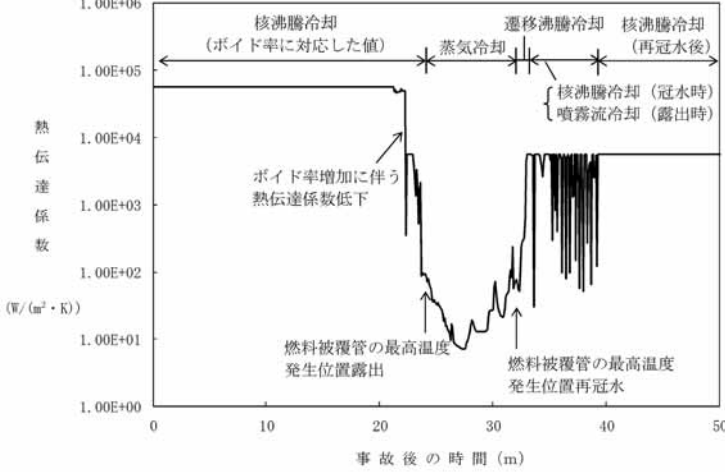
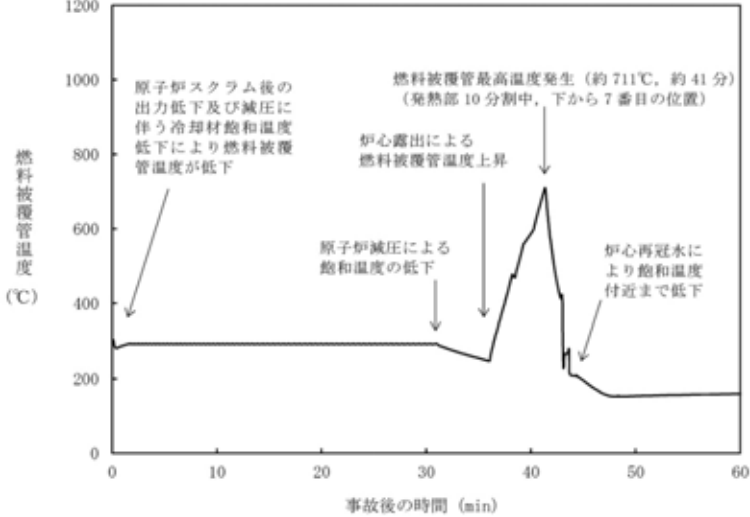
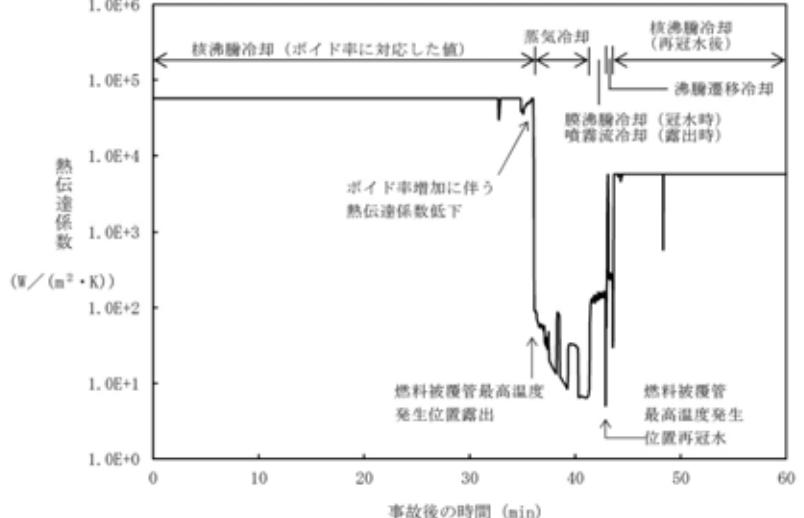
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ 高压注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.2-7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p> <div></div> <p>第 7.1.2-8 図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-349</p>	<div></div> <p>第 2.2-6 図 注水流量の推移</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-9 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>第 7.1.2-10 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p></div>	<div><p>第 2.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>第 2.2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p></div>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-11 図 燃料被覆管温度の推移</p><p>第 7.1.2-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p></div>	<div><p>第 2.2-9 図 燃料被覆管温度の推移</p><p>第 2.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p></div>	

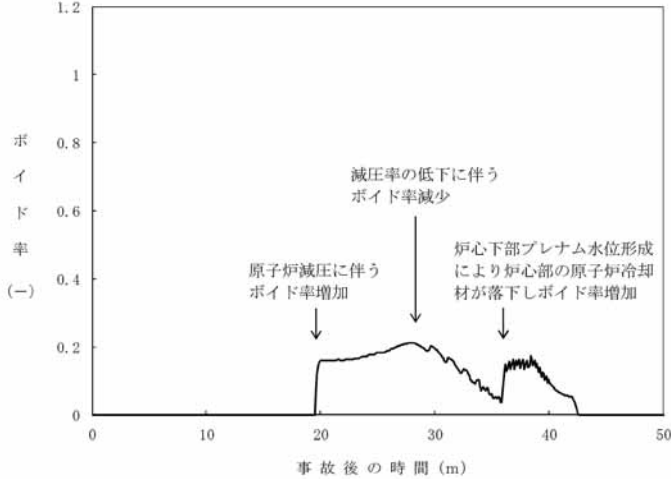
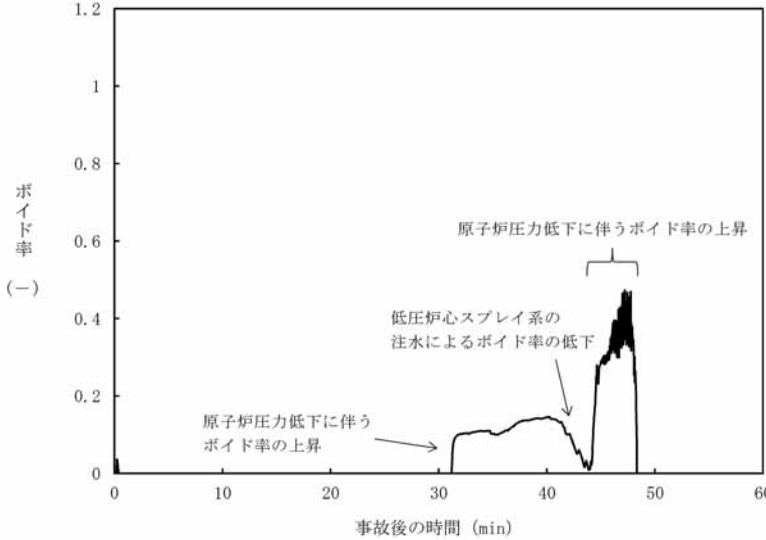


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 2－13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	
<div></div> <p>第 7. 1. 2－14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	
10－7－1－352		

第 7. 1. 2－14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

10－7－1－352

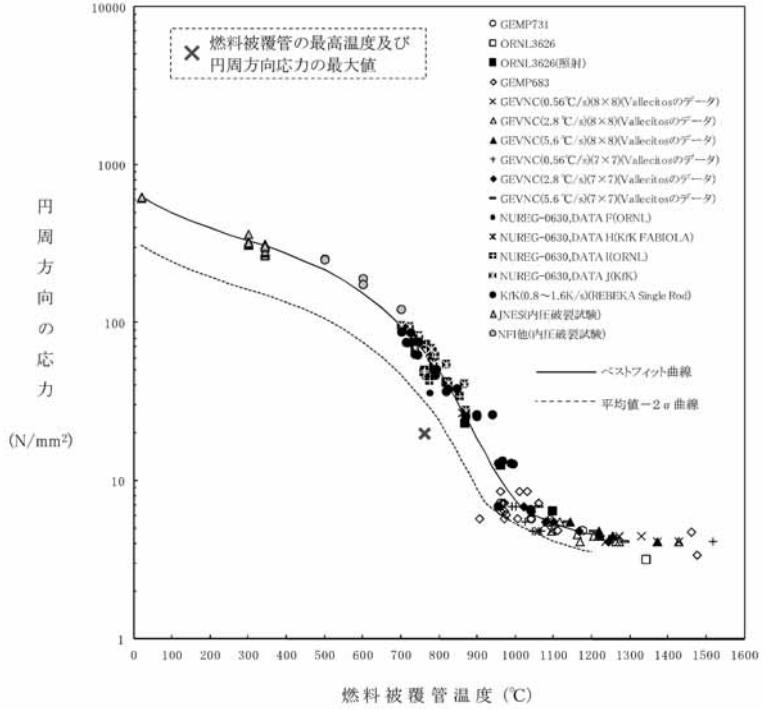
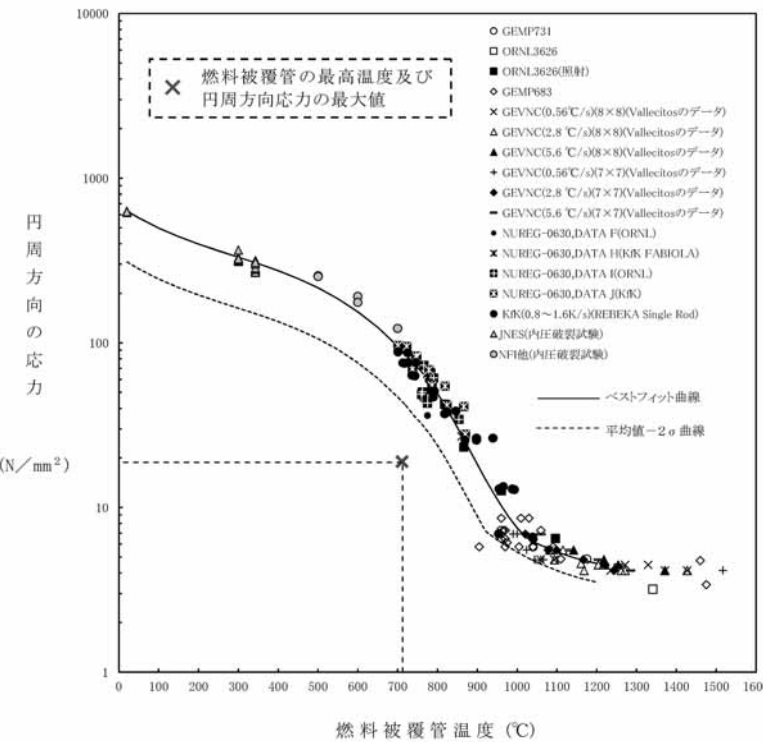


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p><p>2.2-38</p></div>	

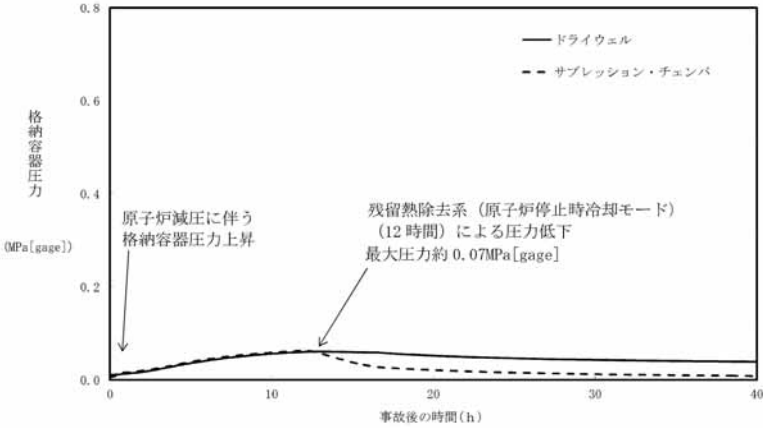
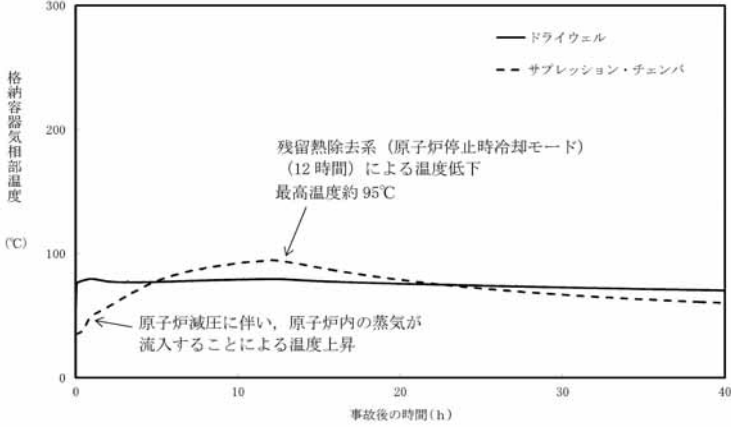
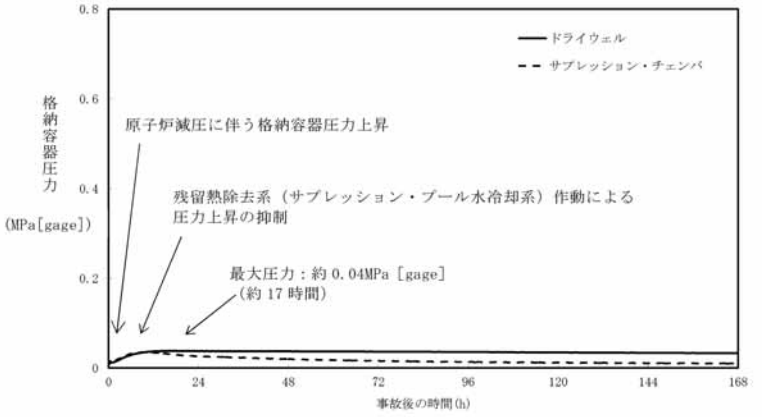
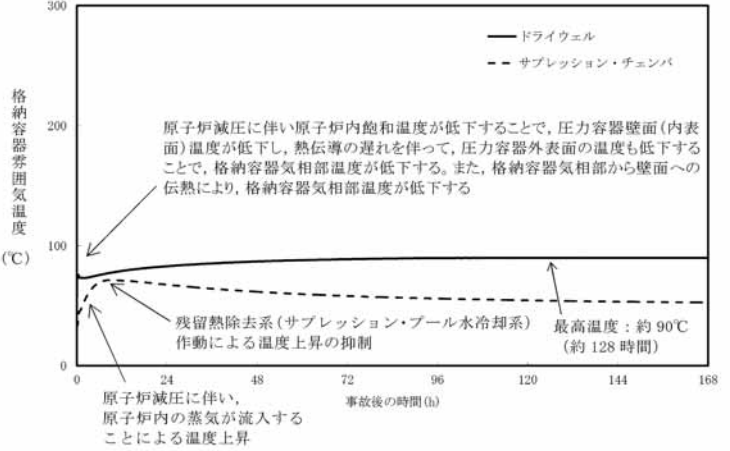


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ 高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 2－16 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p></div>	<div><p>第 2. 2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p></div>	
10－7－1－354	2. 2-40	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-17 図 格納容器圧力の推移</p></div> <div><p>第 7.1.2-18 図 格納容器気相部温度の推移</p></div> <div>10-7-1-355</div>	<div><p>第 2.2-15 図 格納容器圧力の推移</p></div> <div><p>第 2.2-16 図 格納容器気相部温度の推移</p></div> <div>2.2-41</div>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 2-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p> <div></div> <p>第 7. 1. 2-20 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p> <p>10-7-1-356</p>	<div></div> <p>第 2. 2-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p> <div></div> <p>第 2. 2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p> <p>2. 2-42</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期ＴＢ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</p> <p>7.1.3.1.1 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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（外部電源喪失+DG 喪失）」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う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，直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給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，<a href="#">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る原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し，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），低圧代替注水系（常設）による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，原子炉減圧後に残留熱除去系（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，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード），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。</a></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（外部電源喪失+DG 喪失）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，<a href="#">初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器ス</a></p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）</p> <p>2.3.1.1 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「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」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「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）+（外部電源喪失+）DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」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（長期ＴＢ）」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで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，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備<a href="#">並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備</a>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，一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の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。また，可搬型の格納容器冷却機能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動力電源を復旧し，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>（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（長期ＴＢ）」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，<a href="#">初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）</a></p>	<p>・東海第二は2 C／2 DのDGとHPCSのDGがわかれているため表現が異なるが，実態として相違はない。</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・東海第二では原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・プールとしていることから，サブプレッション・プール水温上昇により原子炉隔離時冷却系の運転継続ができなくなる前に，交流電源に依存しない可搬型設備による原子炉注水を実施し，同じポンプを用いて格納容器スプレーも実施する。また，可搬型設備による格納容器スプレーを実施することから，交流電源の復旧を想定する <a href="#">24 時間後まで，格納容器圧力は，格納容器ベント実施基準に到達しない。</a></p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>プレイ冷却モード）、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.3.1－1 図から第 7.1.3.1－4 図に、手順の概要を第 7.1.3.1－5 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 7.1.3.1－1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 28 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 8 名である。</p> <p>また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、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。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 7.1.3.1－6 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、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>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（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.3.1-2 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 2.3.1-1 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 24 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 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 15 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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 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 24 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。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプが停止したことを確認する。</p> <p>原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失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（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注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水</p>	<p>・プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・東海第二では招集要員は 2 時間以内に参集可能なことを確認していることから，2 時間以降に期待する評価としている。</p> <p>（・柏崎刈羽 6，7 号炉では本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスが一つのため，その他の事故シーケンスに関する記載がない）</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 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，非常用高压母線（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，低压代替注水系（常設）の準備を開始する。</p>	<p>位（広帯域，燃料域）等である。</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認</p> <p>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の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，常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。</p> <p>e. 電源確保操作対応</p> <p>早期の電源回復不能の確認後，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>f. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>全交流動力電源喪失に伴う低压注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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後にポンプ起動操作を実施する。</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>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高压の場合は 65℃）に到達したことを確認し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，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>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないこと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>h. 原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））</p> <p>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，原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。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>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・東海第二では，運転手順に従い S/P 熱容量制限に到達し，可搬型設備の準備が完了した時点で，低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行する。</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>d. 直流電源切替え</p> <p>原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため，事象発生から 8 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池 A から蓄電池 A-2 に切り替え）を実施する。事象発生から，19 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え）を実施することにより 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。なお，所内蓄電式直流電源設備の切替え操作を実施する際には，時間的裕度を確保するため，原子炉水位高（レベル 8）近傍まで原子炉水位を上昇させた後，原子炉隔離時冷却系を停止し，切替え操作を実施する。</p> <p>e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>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。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>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原子炉建屋内の原子炉区域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。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位である。</p>	<p>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（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>i. タンクローリによる燃料補給操作</p> <p>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。</p> <p>j. 直流電源の負荷切離操作</p> <p>早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内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>k. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p> <p>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。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウエル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。</p> <p>l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作</p> <p>外部電源喪失の確認後，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>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用 M／C 電圧である。</p>	<p>・直流電源の枯渇防止のため，柏崎 6/7 号では直流電源設備の切り替え，東海第二では，直流電源の負荷切離しを実施する。</p> <p>・東海第二では，不要負荷の切り離し時に RCIC の停止は不要</p> <p>・東海第二では，運転手順に従い，格納容器圧力 279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）を用いた格納容器スプレイを実施する。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>f. 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，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。</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. 残留熱除去系（低圧注水モード）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，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）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>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である。</p> <p>h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウエル側のみ）に切り替えるとともに，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱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。</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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，残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p>	<p>m. 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</p> <p>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>n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び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>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C 2 C（2 D）電圧である。</p> <p>o. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱</p> <p>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，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，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。</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等である。</p>	<p>・東海第二では，運転手順に従い，常設代替高圧電源装置からの給電により残留熱除去系海水系を起動する。</p> <p>・可搬型設備による原子炉注水及び格納容器スプレイは，RHR と配管を共有している。このため，RHR インサースサービス前に可搬型設備による注水を停止する運用としている。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）への切替え後は，低圧代替注水系（常設）を用いて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>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）等である。</p> <p>以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7.1.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，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する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント，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>p. 使用済燃料プールの冷却</p> <p>使用済燃料プールの冷却を実施する。</p> <p>以降，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納容器除熱を実施する。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，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等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失＋DG 失敗＋HPCS 失敗（RCIC 成功）」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びECCS 注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・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。</p> <p>なお，本有効性評価では，SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。</p> <p>また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることからCHASTEコードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが，本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7. 1. 3. 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として，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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>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</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>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>原子炉隔離時冷却系は，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>(c) 逃がし安全弁</p> <p>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>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2. 3. 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として，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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>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</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>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タービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉スクラムするものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環ポンプ</p> <p>再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁</p> <p>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>（添付資料 2. 3. 1. 1）</p>	<p>・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）は事象発生から 24 時間後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/h (0.27MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/h にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、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・プール水温 52℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）への切替え後に、約 90m<sup>3</sup>/h にて崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等</p> <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※<sup>1)</sup>）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>(h) 代替原子炉補機冷却系</p> <p>伝熱容量は約 23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において）とする。</p>	<p>(e) 原子炉隔離時冷却系</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、136.7m<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、原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉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。</p> <p>※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系）</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、0～1,676m<sup>3</sup>/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>(g) 低圧代替注水系（可搬型）</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m<sup>3</sup>/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、50m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。</p> <p>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</p> <p>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 1 台を使用するものとし、スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、130m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また、サブプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</p> <p>(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</p> <p>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 1.9×10<sup>3</sup>t/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。なお、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シ</p>	<p>し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定している。</p> <p>・設備設計の違い</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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供給を開始する。</p> <p>(b) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，事象発生から 24 時間後に開始する。</p> <p>(d) 代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生から 24 時間後に開始する。</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 24 時間後に開始する。</p> <p>(f) 低圧代替注水系（常設）起動操作は，事象発生から 24 時間後に開始する。なお，サプレッション・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>(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の起動操作は，事象発生から約 25 時間後に開始する。</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件</p> <p>本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず，燃料被覆管の破裂も発生していないため，放射性物質の放出を評価する際は，設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため，敷地境界での実効線量評価に当たっては，発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成 2 年 8 月 30 日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は，運転上許容される I-131 の最大濃度とし，その組成を拡散組成とする。これにより，事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は，I-131 等価量で約 <math>1.3\times 10^{13}\text{Bq}</math> となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は，I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値<sup>※2</sup>である <math>3.7\times 10^{13}\text{Bq}</math> とし，その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め，希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより，原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は，希ガスについてはガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 9.9</p>	<p>ョン・プール冷却運転に切り替える。</p> <p>伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サプレッション・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</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流動力電源は 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不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。</p> <p>(d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・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の受電操作の完了後に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>・東海第二では，LOCA 時注水機能喪失において敷地境界外での実効線量評価を実施している。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>×10<sup>14</sup>Bq，よう素については I-131 等価量で約 6.5×10<sup>13</sup>Bq となる。</p> <p>※2 過去に実測された I-131 追加放出量から，全希ガス漏えい率 (f 値) 1mCi/s (3.7×10<sup>7</sup>Bq/s) あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が 3.7×10<sup>9</sup>Bq/s (100mCi/s) の場合，全希ガス漏えい率あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 1.4×10<sup>12</sup>Bq (37Ci) であり，6 号及び 7 号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は，これに余裕を見込んだ 3.7×10<sup>13</sup>Bq (1000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10<sup>10</sup>Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032)</li><li>・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</li></ul> <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は 4%とし，残りの 96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち，希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち，10%は瞬時に気相部に移行するものとし，残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2%とする。</p> <p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は，逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し，原子炉格納容器内に移行するものとする。</p> <p>この場合，希ガス及び有機よう素は全量が，無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は，スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については，スクラビングの効果を考えない。また，核分裂生成物の自然減衰は，格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は，内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し，よう素の内部被ばくによる実効線量は，主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で，また，希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は，放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> <p>HI=R・H<sub>∞</sub>・χ/Q・Q<sub>I</sub>・・・・・・ (1)</p> <p>R：呼吸率 (m<sup>3</sup>/s)</p> <p>呼吸率 R は，事故期間が比較的短いことを考慮し，小児の呼吸率 (活動時) 0.31m<sup>3</sup>/h を秒当たりに換算して用いる。</p> <p>H<sub>∞</sub>：よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)</p> <p>χ/Q：相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)</p> <p>Q<sub>I</sub>：事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)</p> <p>(I-131 等価量－小児実効線量係数換算)</p> <p>H<sub>γ</sub>=K・D/Q・Q<sub>γ</sub>・・・・・・ (2)</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>K ：空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 （K＝1Sv/Gy）</p> <p>D/Q ：相対線量（Gy/Bq）</p> <p>Q<sub>y</sub> ：事故期間中の希ガスの大気放出量（Bq） （ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）</p> <p>h. 大気拡散条件については，格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は，格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出，実効放出継続時間 1 時間の値として， 相対濃度（<math>\chi</math>/Q）を <math>1.2\times10^{-5}</math>（s/m<sup>3</sup>），相対線量（D/Q）を <math>1.9\times10^{-19}</math>（Gy/Bq）とし，耐圧強化ベント系を用いる場合は，主排気筒放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度（<math>\chi</math>/Q）は <math>6.2\times10^{-6}</math>（s/m<sup>3</sup>），相対線量（D/Q）は <math>1.2\times10^{-19}</math>（Gy/Bq）とする。</p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10，格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000，排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 とする。</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※<sup>3</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.3.1－7 図から第 7.1.3.1－12 図に，燃料被覆管温度，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を第 7.1.3.1－13 図から第 7.1.3.1－15 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.3.1－16 図から第 7.1.3.1－19 図に示す。</p> <p>※3 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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>所内蓄電式直流電源設備は，負荷切離しを行わずに 8 時間，その後は不要な負荷の切離し及び直流電源切替え（蓄電池 A から蓄電池 A-2）を実施し，加えて事象発生か</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 2.3.1-4 図から第 2.3.1-8 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 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.3.1-15 図から第 2.3.1-18 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の停止が発生し，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</p>	<p>・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>ら 19 時間経過するまで直流電源切替え（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池）を実施し、更に 16 時間の合計 24 時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル 8）でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>事象発生から 24 時間経過した時点で、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、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</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、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 16 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。この点と、蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、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>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>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、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。</p> <p>（添付資料 2.3.1.2）</p> <p>事象発生 of 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で、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一時的に低下するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。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>（添付資料 2.3.1.3）</p> <p>事象発生から 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動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。</p> <p>また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生 of 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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生 of 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで、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>いはない。</p>
<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.3.1－13 図に示すとおり、初期値をわずかに上回る約 311℃となるが、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厚さ of 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.3.1－7 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 of 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。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、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 of 最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ、原子炉格納容器 of 限界圧力及び限界温度を下回る。第</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.3.1-9 図に示すとおり、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが、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 of 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 of 酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さ of 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 2.3.1-4 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 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</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.1－8 図に示すとおり，原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し，さら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実施することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 <math>9.9\times 10^{-3}</math> mSv であり，5mSv を下回る。また，耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 <math>4.9\times 10^{-2}</math> mSv であり，5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。本評価では，「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。</p>	<p>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>格納容器圧力は，第 2.3.1-15 図に示すとおり，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生 of 約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.3.1-16 図に示すとおり，事象発生 of 約 23 時間後に最高値 of 約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2.3.1-5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.3.1-15 図及び第 2.3.1-16 図に示すように，事象発生 of 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>（添付資料 2.3.1.4）</p> <p>安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により，本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。</p>	
<p>7.1.3.1.3 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>全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくな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，所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2），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，所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p>	<p>2.3.1.3 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では，全交流動力電源の喪失後，原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し原子炉注水機能が喪失する。また，全交流動力電源喪失に伴い，崩壊熱除去機能も喪失する。このため，直流電源の負荷切離操作を実施すること，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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた原子炉注水及び格納容器冷却を実施すること並びに交流動力電源の復旧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，直流電源の</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。</p> <p>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を確認しているが，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し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ことから，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。</p> <p>また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び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。</p>	<p>負荷切離操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。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を確認しているが、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し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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.3.1－2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に</p>	<p>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.3.1-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44. 0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，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をわずかに上回る約 311℃となることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目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（常設）は，解析</p>	<p>により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2. 3. 1. 5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44. 0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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，</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、事象発生の約 16 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力及び温度の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。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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa〔gage〕であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。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（現場）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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 19 時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。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</p>	<p>最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>（添付資料 2.3.1.5）</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も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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 8 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>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力 279kPa〔gage〕到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</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 2.3.1.5）</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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ことで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）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変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）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変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ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り、格納容器圧力及び温度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。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）については、原子炉水位高（レベル 8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高（レベル 8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約 1 時</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、所定の時間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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）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るが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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。</p> <p>(添付資料 2. 3. 1. 5)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離操作（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操作（現場）は事象発生から 8 時間後に実施</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期ＴＢ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>間以上あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 16 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。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は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa〔gage〕に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり，約 20 時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）については，原子炉水位高（レベル 8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが，原子炉水位高（レベル 8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約 1 時間以上あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後としており，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ことから，時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.3.1.4 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「7.1.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。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</p> <p>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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」におい</p>	<p>するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約 13 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，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の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，評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>（添付資料 2.3.1.5）</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影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>2.3.1.4 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「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。</p> <p>また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 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>(2) 必要な資源の評価</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期ＴＢ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>て，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。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（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，号炉あたり約 1,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 3,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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 504kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。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 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 643kL）。</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 100kL）にて合計約 2,140kL 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）による復水貯蔵槽への給水，代替原子炉補機冷却系の運転，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>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 号炉で約 1,284kW，7 号炉で約 1,294kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は</p>	<p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1（2） 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。</p> <p>(添付資料 2.3.1.6)</p> <p>a. 水 源</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水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 2,130m<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>，北側淡水池に 2,500m<sup>3</sup>及び高所淡水池に 2,500m<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，7 日間の対応が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.1.7)</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 2.3.1.8)</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</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>連続定格容量が 1 台あたり 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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>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，不要な直流負荷の切離し，蓄電池の切替え等を行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源供給が可能である。</p>	<p>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，交流動力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 2.3.1.9)</p>	
<p>7.1.3.1.5 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）」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，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）」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等による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段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）」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）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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，蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉減圧，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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を実施することにより，炉心損傷することはない。</p> <p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能であ</p>	<p>2.3.1.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」では，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し，原子炉へ注水する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（長期 T B）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた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（長期 T B）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+ D G 失敗+ H P C S 失敗（ R C I C 成功）」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，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。</p> <p>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</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期ＴＢ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>る。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等による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」に対して有効である。</p>	<p>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。</p> <p>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（長期ＴＢ）」において，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に対して有効である。</p>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機

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

備考

機作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可變設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動 力電機喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電路が喪失するとともに、非常用デノ一ゼル発電機等が全て機能喪失すること</li> <li>・で、全交流動力電機喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> <li>・主蒸気源機弁が閉上したことを確認する。</li> <li>・再循環ポンプが停止したことを確認する。</li> </ul>	速がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電流設備 常設代替直流電流設備 主蒸気源機弁	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M/C 2 C電圧 M/C 2 D電圧 緊急用 M/C電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定後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。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電流設備	—	原子炉水位（広帯域、燃形域） 原子炉水位（SA広帯域、SA燃形域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。</li> <li>・原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位（広帯域、燃形域） 原子炉水位（SA広帯域、SA燃形域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

:有効性評価上考慮しない操作:



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機

前ページと同じ

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

備考

操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備	
		常設設備	予備設備 計費設備
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの連絡操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	-	-
電源前戻操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	-	-
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系統（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失に伴う高圧注水機喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。</li> </ul>	-	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ
速がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>サブレーション・プールの水温度がサブレーション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は35℃）に到達したことを確認する。</li> <li>可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系統（可搬型）の起動準備操作の完了後、速がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放することで、原子炉減圧操作を実施する。</li> <li>原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心相傷がないことを確認的に確認する。</li> </ul>	速がし安全弁（自動減圧機能）	サブレーション・プールの水温 度 原子炉圧力 原子炉圧力 (S) ドラフワイエル雰囲気温度 格納容器雰囲気気放射線モニタ (C/F, S/C)

:有効性評価上考慮しない操作



柏崎刈羽発電所 6 / 7号機

前ページと同じ

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

東海第二発電所

備考



第7.1.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の重大事故等対策について

【】：重大事故等対応段階（設計基準範囲）  
 【】：有知性評価上考慮しない操作

第2.3.1-1表 全交流動力電源喪失（長期T.B）における重大事故対策について（4/4）

：有効性評価上考慮しない操作

：有効性評価上考慮しない操作



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（1/5）		第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（1/7）		
初期条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	
	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—	
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	
	格納容器容積（ドライウエ	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	
	格納容器容積（ウェットウ	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値	
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定	
10-7-1-280		2.3.1-34		




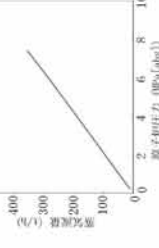

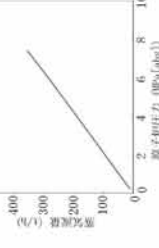

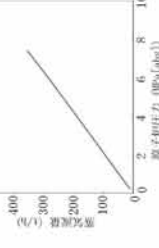
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
初期条件	サブレーション・チェンバ・プール水温	35℃	条件設定の考え方	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]		通常運転時の格納容器圧力として設定
事故条件	格納容器温度	57℃		通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）		復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
	起回事象	外部電源喪失		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して設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失		全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし		起回事象として，外部電源を喪失するものとして設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（2/7）		項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積（ドライウエル）	5,750m <sup>3</sup>	設計値を設定	
	格納容器体積（ウニットウエル）	空相部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が減少する少ない水の水量として，保安規定の運転における下限値を設定
	サブレーション・プール水位	6.553m（通常水位-4.7cm）		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が減少する低めの水位として，保安規定の運転における下限値を設定
	サブレーション・プール水温	32℃		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が減少する低めの水温として，保安規定の運転における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動完了	3.45MPa（ドライウエル-サブレーション・チェンバ内差圧）	設計値を設定	
事故条件	外部水源の水量	35℃		格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水量として，代替淡水貯槽，北面淡水池及び東部淡水池の間の気象条件変化を包含する高めの水量を設定
	起回事象	外部電源喪失		送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失		非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお，交直流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間中は交流動力電源の復旧及び代替交直流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし		起回事象として，外部電源が喪失することを想定



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考																										
<div>第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（3/5）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>原子炉スクラム信号</td><td>タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)</td><td>安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定</td></tr><tr><td>原子炉隔離時冷却系</td><td>原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m<sup>3</sup>/h（8.12 ～ 1.03MPa〔dif〕において）にて注水</td><td>原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性 </td></tr><tr><td rowspan="2">重大事故等対策に関連する機器条件</td><td>逃がし弁機能 7.51MPa〔gage〕×1 個, 363t/h/個 7.58MPa〔gage〕×1 個, 367t/h/個 7.65MPa〔gage〕×4 個, 370t/h/個 7.72MPa〔gage〕×4 個, 373t/h/個 7.79MPa〔gage〕×4 個, 377t/h/個 7.86MPa〔gage〕×4 個, 380t/h/個</td><td>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</td></tr><tr><td>逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 &lt;原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係&gt; </td><td>逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</td></tr></table> <div>10-7-1-282</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12 ～ 1.03MPa〔dif〕において）にて注水	原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性 	重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51MPa〔gage〕×1 個, 363t/h/個 7.58MPa〔gage〕×1 個, 367t/h/個 7.65MPa〔gage〕×4 個, 370t/h/個 7.72MPa〔gage〕×4 個, 373t/h/個 7.79MPa〔gage〕×4 個, 377t/h/個 7.86MPa〔gage〕×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	<div>第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（3/7）</div> <table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>原子炉スクラム</td><td>原子炉水位低（レベル 3）信号 (遅れ時間：1.03 秒)</td><td>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タービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定</td></tr><tr><td>主蒸気隔離弁</td><td>事象発生と同時に閉</td><td>外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定</td></tr><tr><td>再循環ポンプ</td><td>事象発生と同時に停止</td><td>外部電源喪失により駆動電源が喪失し全停止することから、事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定</td></tr></table> <div>2.3.1-36</div>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 (遅れ時間：1.03 秒)	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タービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全停止することから、事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																										
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定																										
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12 ～ 1.03MPa〔dif〕において）にて注水	原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性 																										
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51MPa〔gage〕×1 個, 363t/h/個 7.58MPa〔gage〕×1 個, 367t/h/個 7.65MPa〔gage〕×4 個, 370t/h/個 7.72MPa〔gage〕×4 個, 373t/h/個 7.79MPa〔gage〕×4 個, 377t/h/個 7.86MPa〔gage〕×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定																										
	逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定																										
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																										
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 (遅れ時間：1.03 秒)	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タービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定																										
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定																										
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全停止することから、事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定																										

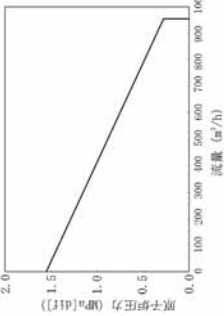
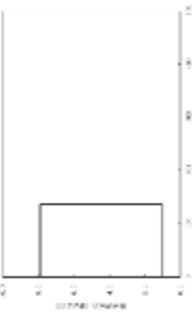
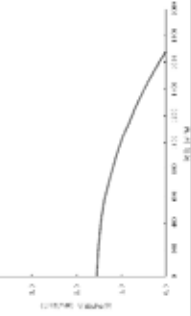


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（3/5）		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ				

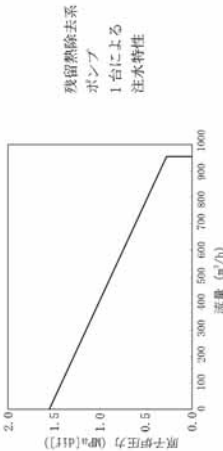
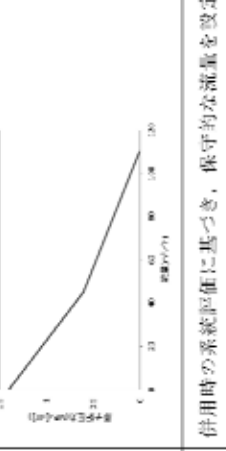


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DC 喪失））（4/5）		第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（5/7）		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[di f])において注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	約 90m <sup>3</sup> /h にて協賛熱相当量を注水するものとして設定	
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内にスプレイ ・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・プール水温 52℃、海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブプレッショ ン・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	
重大事故等対策に関連する機器条件		原子炉圧力異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉圧力が原子炉水位高（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高（レベル 8）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水大規模ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）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停止 最小流量特性 ・注水特性：36.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.64～7.86MPa[di f]	設計値を設定 原子炉圧力異常低下（レベル 2）信号にて自動起動により原子炉圧力により原子炉水位を低下させる注水となる設計となっている 	恒心冷却柱の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
重大事故等対策に関連する機器条件		原子炉格納容器冷却系 原子炉格納容器水位高（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し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1.675m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0～1.55MPa[di f]		
2.3.1-38				



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ				
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DC 喪失））（4/5）				
項目		条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	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）の設計値として設定		
				
	低圧代替注水系（常設）	約 90m³/h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定		
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）	残留熱除去系の設計値として設定		
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定		
	代替原子炉補機冷却系	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定		
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（6/7）				
項 目		条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可換型）	炉心冷却性の観点で検討し、設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定		
				
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定		
	代替原子炉補機冷却系	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定		
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）	残留熱除去系の設計値として設定		
	代替原子炉補機冷却系	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定		
2.3.1.39				



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機			東海第二発電所		備 考
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（5/6）			第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（7/7）		
項目		主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する操作条件			常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナケンスの前提条件として設定	
			格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
			逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
			代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
			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）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
			低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
			代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）運転操作	事象発生 約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
重大事故等対策に関連する操作条件			重大事故等対策に関連する操作条件		
常設代替格納容器装置による非常用蒸気の受電風作			事象発生から 24 時間後	本事故シナケンスの前提条件として設定	
所内常設直流電源設備の不安な負荷の切離操作			事象発生から 1 時間まで（口制御御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シナケンスの前提条件として設定	
逃がし安全弁（主配減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大流量ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）			事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大流量ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブレンジシエン・プール水電度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大流量ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定	
可搬型代替注水大流量ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却			サブレンジシエン・チェンババ圧力 275kPa[gage]到達時	運転手頭に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱			事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替格納容器装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動機年に関する時間を考慮して設定	



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="270 457 839 1711"></div>	<div data-bbox="1433 457 2122 1780"></div>	



<p>柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備 考</p>
<p>第 7.1.3.1-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の              重大事故等対策の概略系統図（2/4）              （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）</p>	<p>2.3.1-12</p> <p>第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）              （可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水              及び代替格納容器スポンジ冷却系（可搬型）による格納容器冷却設備）</p>	



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="201 451 786 1648"></div> <div data-bbox="807 730 869 1537"><p>※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モードに運転を切り替える。</p></div>	<div data-bbox="1430 451 2092 1701"></div> <div data-bbox="1745 1759 1843 1785"><p>2.3.1-43</p></div>	<div data-bbox="2122 630 2181 1543"><p>第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3） （残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱）</p></div>

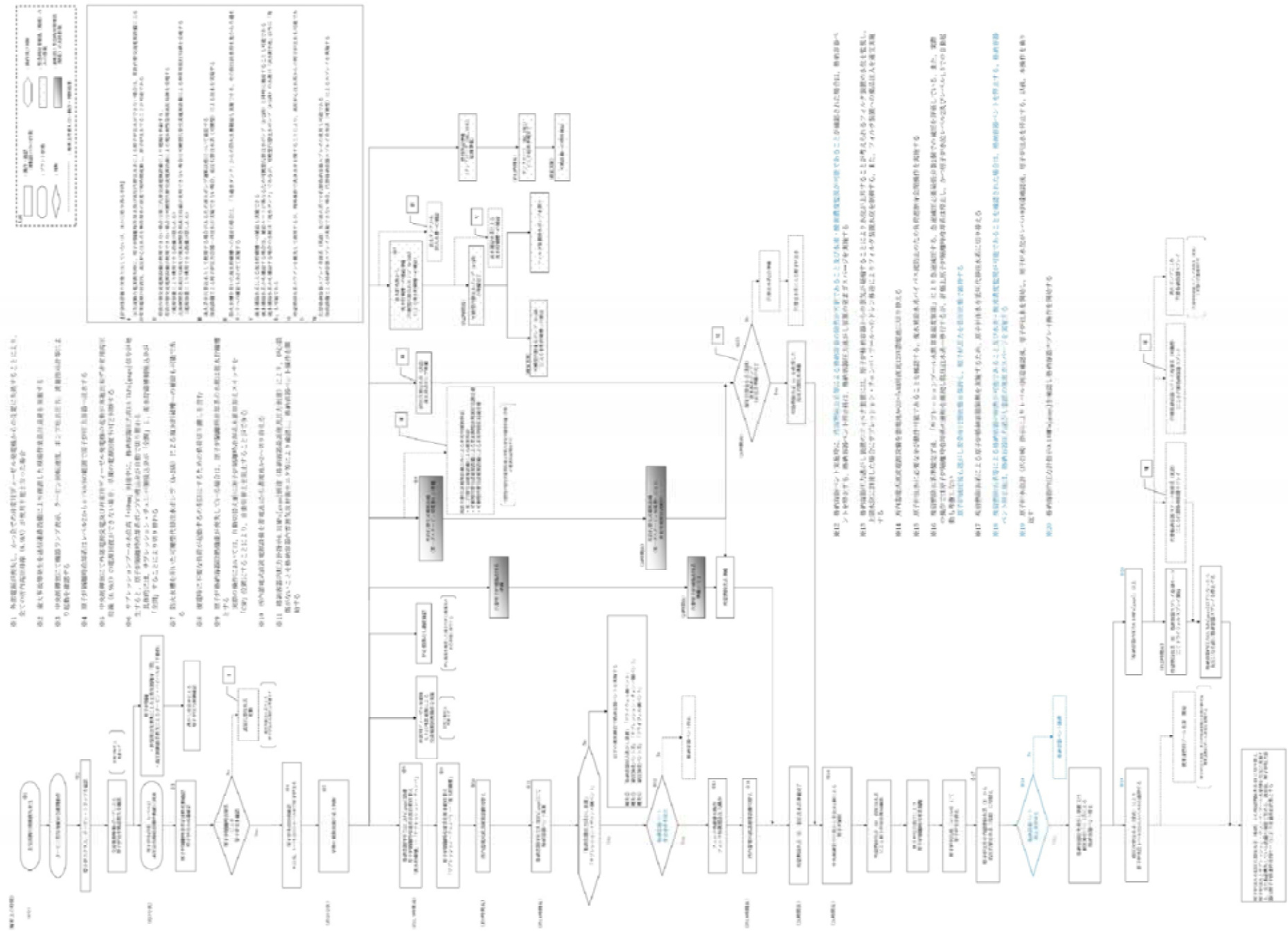






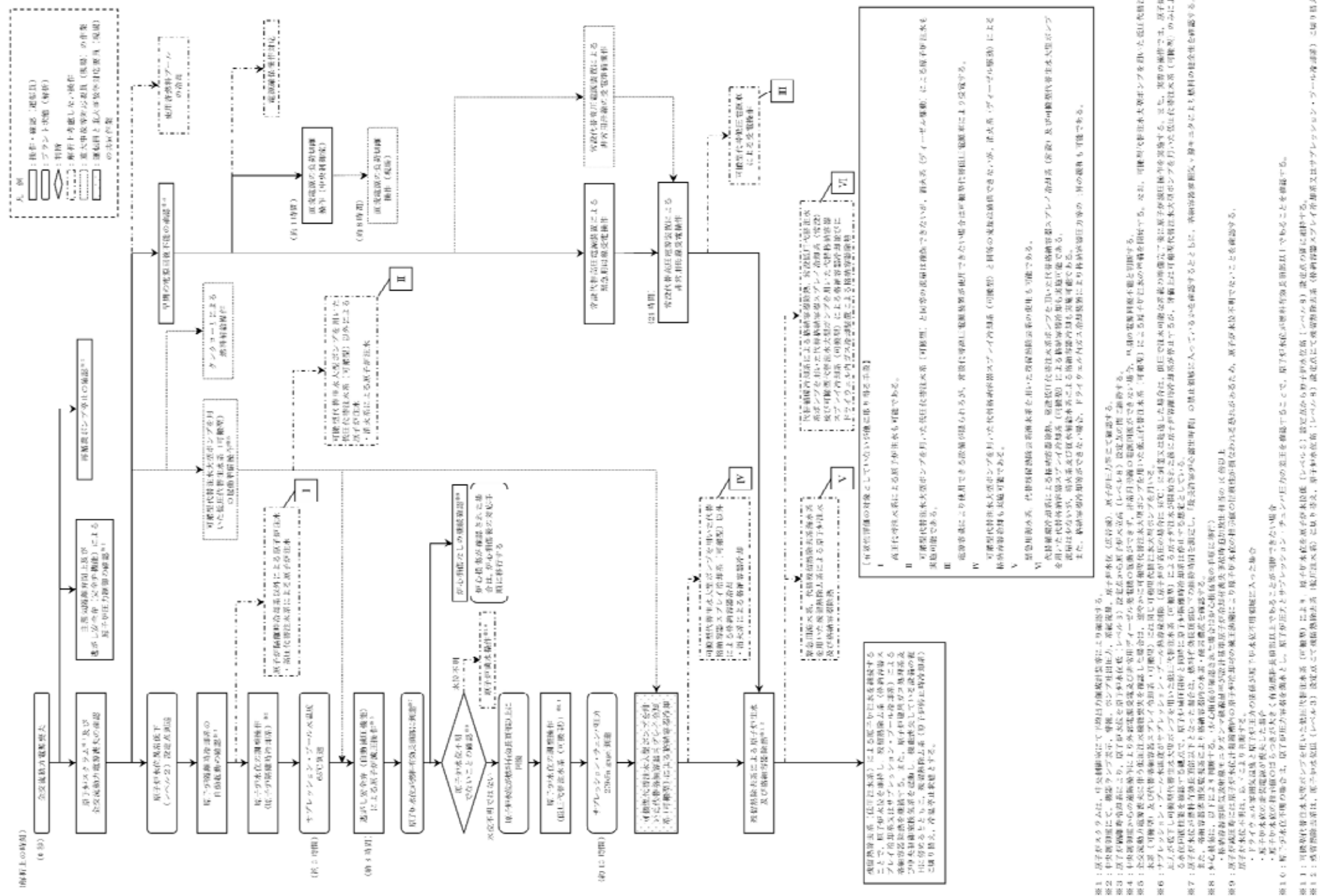
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

備 考



第 7.1.3.1-5 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の対応手順の概要





第2.3.1-2図 全交流動力電源喪失（長期T B）の対応手順の概要



備考





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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

東海第二発電所

備考

全交流動力電源喪失（長期 T B）													
					経過時間（分）								
					0	10	20	30	40				
					50	60	70	80	90				
					100	110	120	備考					
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断								
	責任者	発電長	1人										
	補佐	副発電長	1人										
	通報連絡者	災害対策要員	2人										
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)										
状況判断	2人 A、B	—	—	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び過剰し安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分								
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却器）	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持							
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	—	—	●風圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分								
	【1人】 B	—	—	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分								
電源確保操作対 応	—	—	2人 A、B	●電源回復操作		適宜実施							
交流電源の負荷切 離操作 (中央制御室)	【1人】 B	—	—	●不要負荷の切離操作	6 分								
可燃型代替注水 大型ポンプを用 いた低圧代替注水 系（可燃型）の起 動準備操作	—	—	10人 C～J	●可燃型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等		170 分							



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機

備考



第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間（2/2）

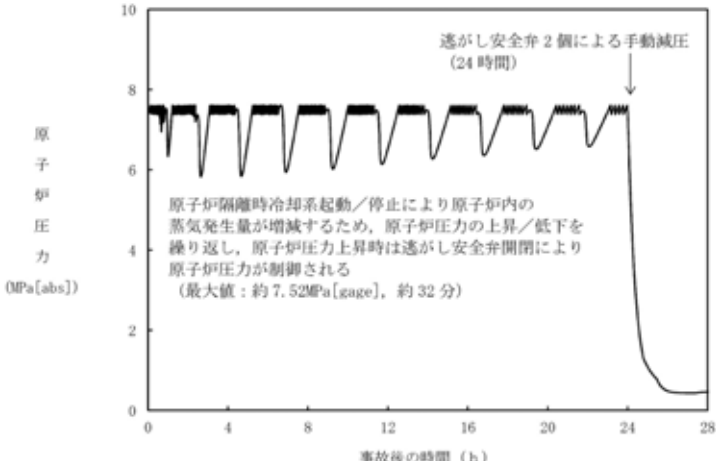
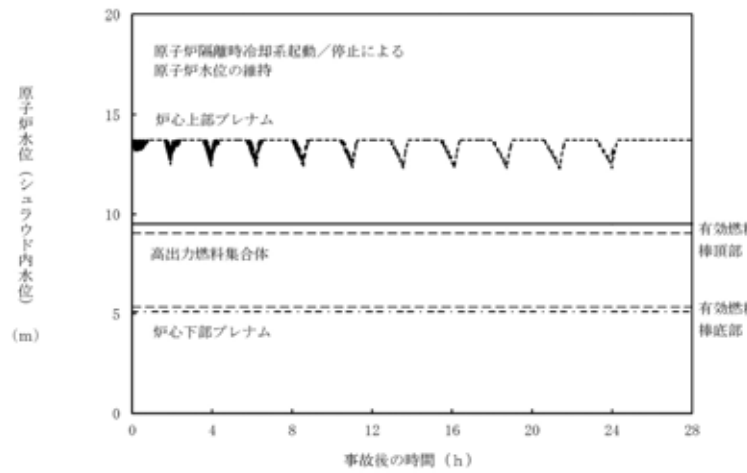
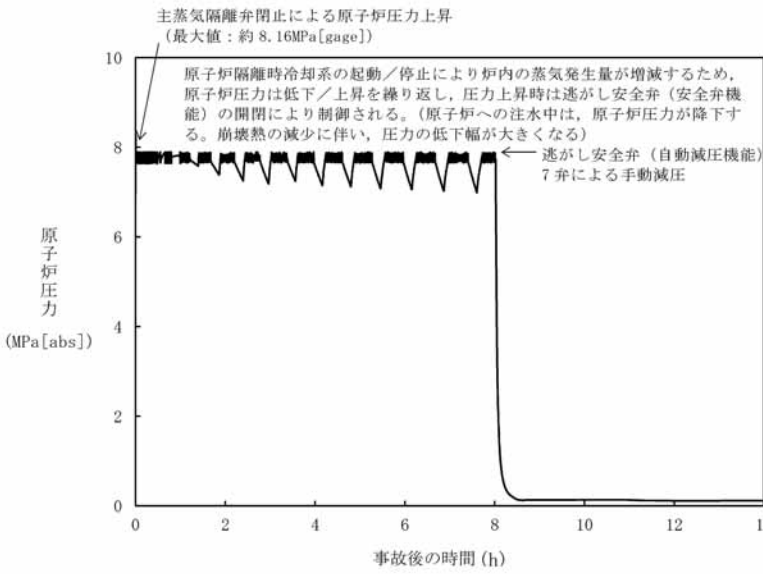
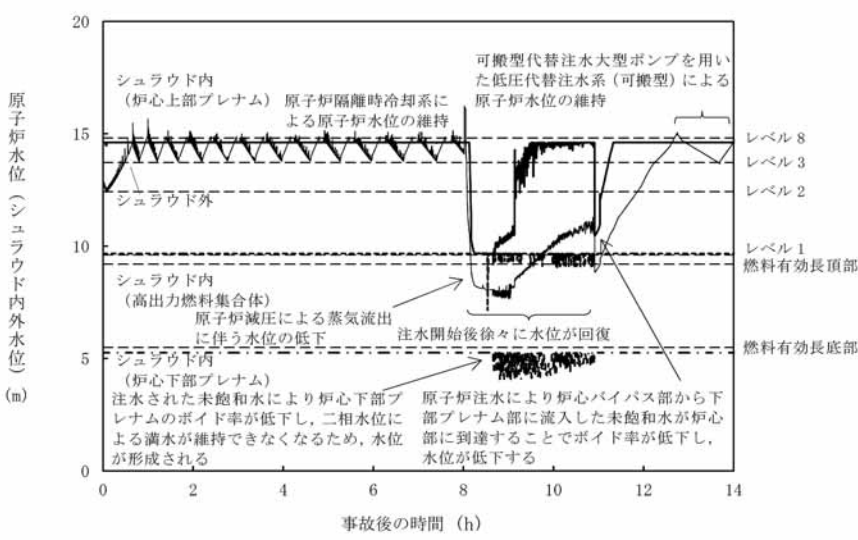


備考





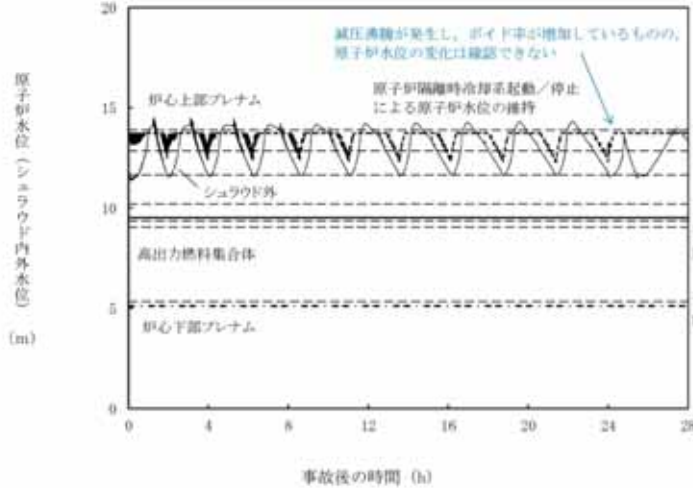
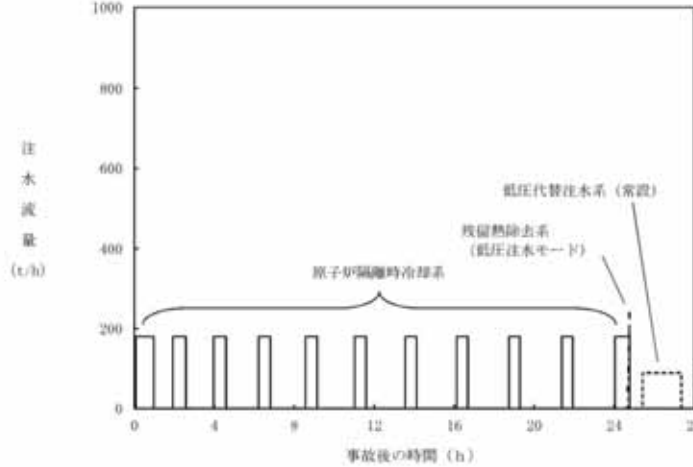
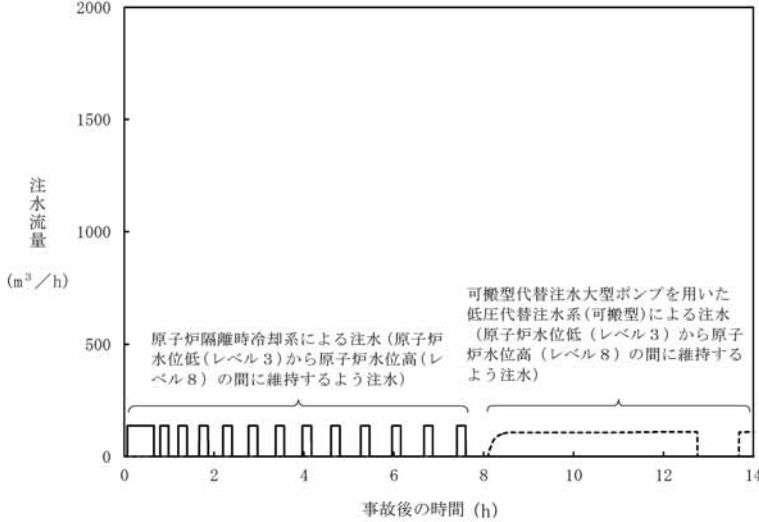
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.1-7 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 7.1.3.1-8 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 2.3.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※</p><p>※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合、二相水位を示している。</p></div>	<p>10-7-1-362</p> <p>2.3.1-47</p>

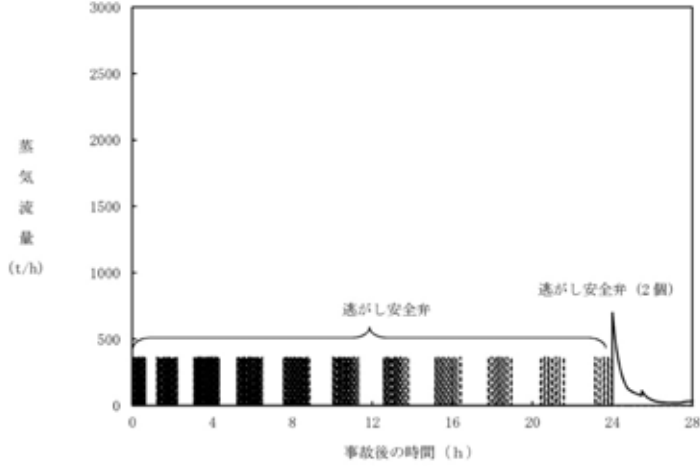
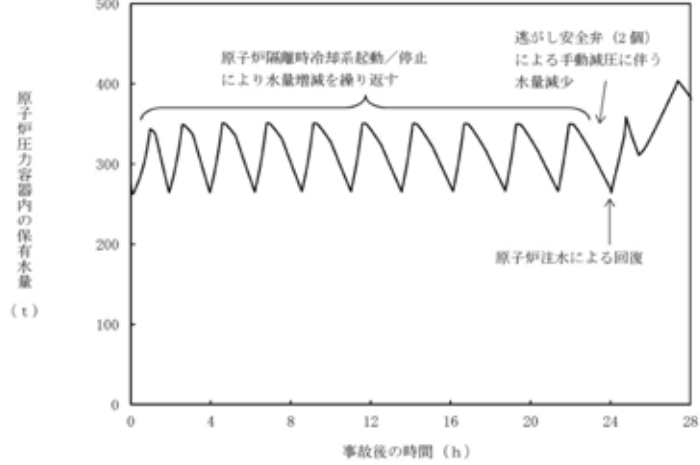
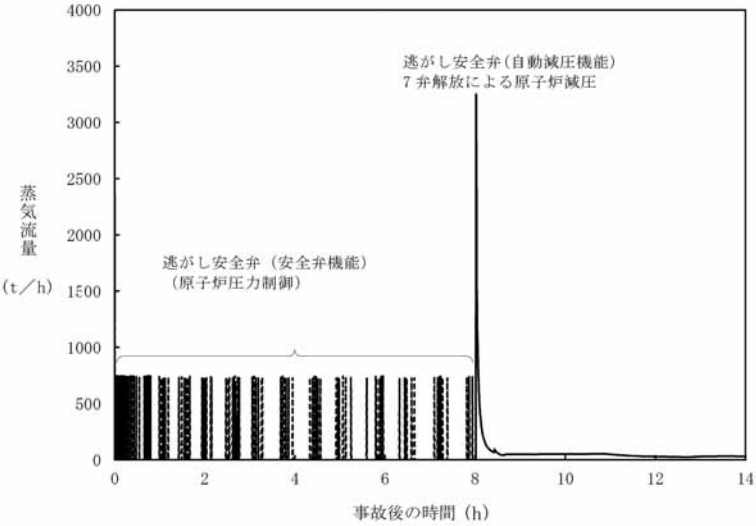
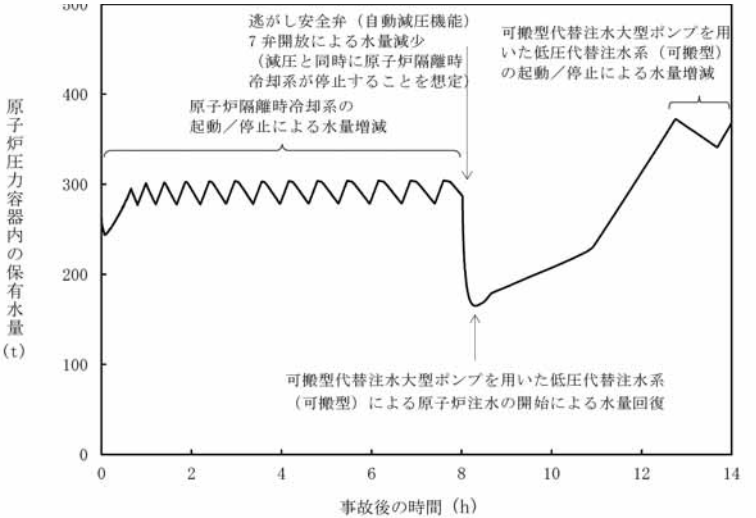


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

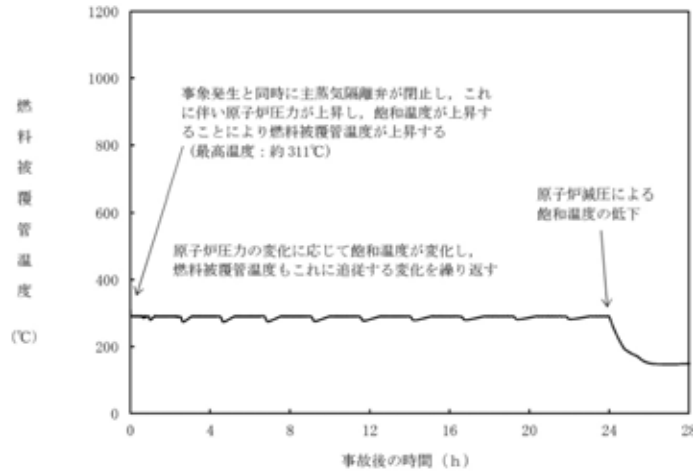
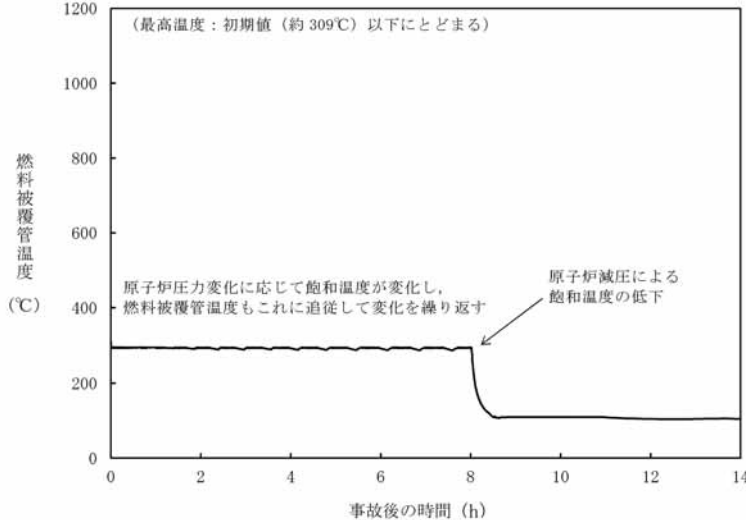
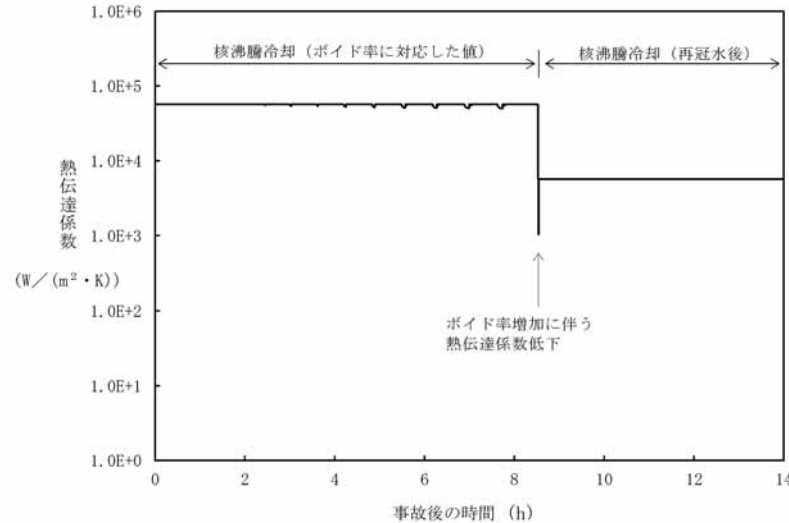
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.1-9 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p><p>第 7.1.3.1-10 図 注水流量の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.1-6 図 注水流量の推移</p></div>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 3. 1－11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>第 7. 1. 3. 1－12 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p><p>10－7－1－364</p></div>	<div><p>第 2. 3. 1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>2. 3. 1-48</p><p>第 2. 3. 1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p></div>	

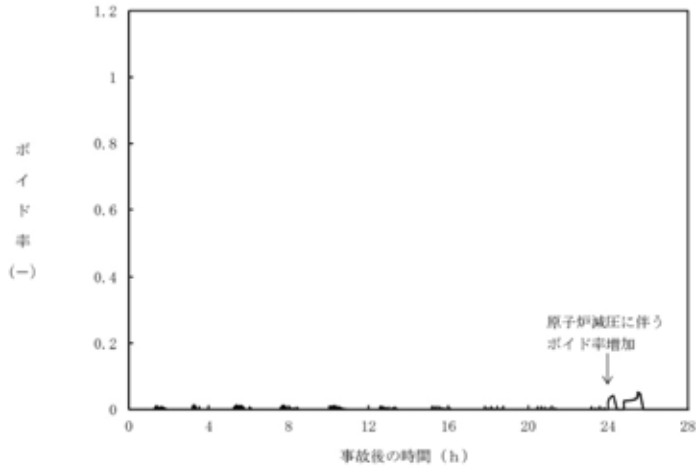
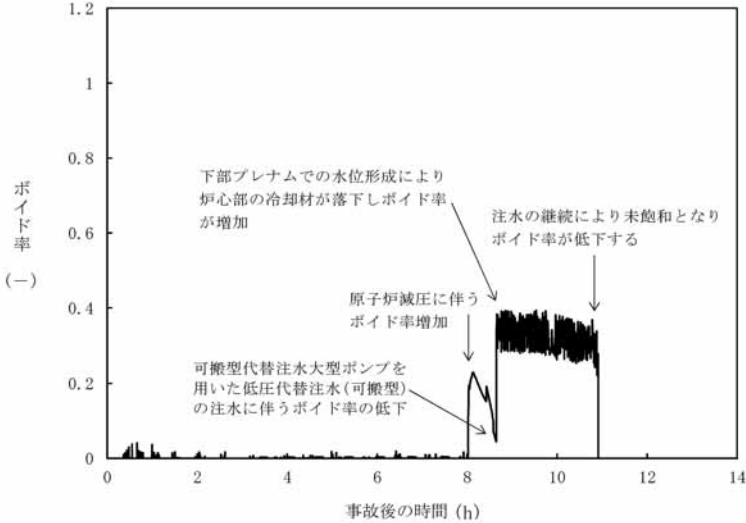


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>燃料被覆管温度 (°C)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止し、これに伴い原子炉圧力が上昇し、飽和温度が上昇することにより燃料被覆管温度が上昇する (最高温度：約 311°C)</p><p>原子炉圧力の変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従する変化を繰り返す</p><p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p></div> <p>第 7. 1. 3. 1－13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<div><p>燃料被覆管温度 (°C)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>(最高温度：初期値 (約 309°C) 以下にとどまる)</p><p>原子炉圧力変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従して変化を繰り返す</p><p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p></div> <p>第 2. 3. 1-9 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>2. 3. 1-49</p> <div><p>熱伝達係数 (W/(m<sup>2</sup>・K))</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>核沸騰冷却 (ボイド率に対応した値)</p><p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p><p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p></div> <p>第 2. 3. 1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 3. 1－14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 3. 1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p> <p>2. 3. 1-50</p> <div></div> <p>第 2. 3. 1-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.1-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p><p>2.3.1-51</p></div>	



東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（長期 T B ）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備　考
	<div><p>第 2. 3. 1-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p></div>	
	2. 3. 1-52	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 3. 1－16 図 格納容器圧力の推移</p> <p>10－7－1－366</p>	<div></div> <p>第 2. 3. 1－15 図 格納容器圧力の推移</p>	



10-7-1-367



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <div>第 7. 1. 3. 1－19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</div> <div>10－7－1－368</div>	<div></div> <div>第 2. 3. 1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</div> <div>2. 3. 1-54</div>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失</p> <p>7.1.3.3.1 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（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」に含まれる事故シーケンスは,「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり,「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」※<sup>1</sup>である。</p> <p>※1 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから,「外部電源喪失+直流電源喪失」により,必然的に全交流動力電源喪失となる。</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（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」では,全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため,直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず,逃がし安全弁による圧力制御に伴う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,直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため,重大事故等対策の有効性評価には,直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高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,常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって 24 時間後まで炉心を冷却し,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）,低圧代替注水系（常設）による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,原子炉減圧後に残留熱除去系（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,代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）,格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流</p>	<p>2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）</p> <p>2.3.2.1 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（T B D，T B U）」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+直流電源失敗※+高圧炉心冷却失敗（T B D）」,②「外部電源喪失+DG 失敗+高圧炉心冷却失敗（T B U）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）+（外部電源喪失+）DG 失敗+高圧炉心冷却失敗（T B U）」である。</p> <p>※：直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。</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（T B D，T B U）」は,原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて,直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い,電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため,原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し,保有水量が減少することで原子炉水位が低下し,緩和措置が取られない場合には,原子炉水位の低下が継続し,炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは,全交流動力電源喪失に加えて,直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより,原子炉隔離時冷却系を含む全ての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,直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない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,代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し,その後,原子炉減圧を実施し可搬型の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。また,可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに,代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し,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>(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（T B D，T B U）」において,炉</p>	<p>・T B DとT B Uでは対策（高圧代替注水系,代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため,東二では同じシーケンスグループとして整理している。</p> <p>・東海第二では原子炉隔離時冷却系の</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、<b>格納容器圧力逃がし装置等</b>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第 7.1.3.3－1 図から第 7.1.3.3－4 図に、手順の概要を第 7.1.3.3－5 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 7.1.3.3－1 表に示す。</p> <p><b>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 28 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 8 名である。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 7.1.3.3－6 図に示す。</b></p>	<p>心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、<b>可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）</b>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、<b>可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段</b>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（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.2-1 図に、対応手順の概要を第 2.3.2-2 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 2.3.2-1 表に示す。</p> <p><b>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 24 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。</b></p> <p>初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故対応要員 15 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、<b>可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）</b>による原子炉注水の流量調整を行う<b>重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名</b>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 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 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。</p>	<p><b>水源をサプレッション・プールとしていることから、サプレッション・プール水温上昇により原子炉隔離時冷却系の運転継続ができなくなる前に、交流電源に依存しない可搬型設備による原子炉注水を実施し、同じポンプを用いて格納容器スプレイも実施する。また、可搬型設備による格納容器スプレイを実施することから、交流電源の復旧を想定する 24 時間後まで、格納容器圧力は、格納容器ベント実施基準に到達しない。</b></p> <p>・プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・東海第二では招集要員は 2 時間以内に参集可能なことを確認していることから、2 時間以降に期待する評価としている。</p>
<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認<sup>※2</sup></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<sup>※3</sup>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。</p> <p>全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。</p> <p>※2 直流電源喪失時には平均出力領域モニタ等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものと考える。</p> <p>※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「7.1.3.3.2 炉心損傷防止</p>	<p>a. 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失する<sup>※1</sup>ことで全電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する<sup>※2</sup>。また、早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。</p> <p>原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力（S A）、M／C 2 C 電圧、M／C 2 D 電圧等である。</p> <p>※1：直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。</p> <p>※2：直流電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また、原子炉スクラムに失敗している場合は、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力（S</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>対策の有効性評価」のとおり，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」であるが，全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>b. 高圧代替注水系による原子炉注水</p> <p>高圧代替注水系による原子炉注水については，「7. 1. 3. 2. 1 (3) b. 高圧代替注水系による原子炉注水」と同じ。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>直流電源喪失により各種制御電源を喪失し，中央制御室からの電源回復が困難となるため，早期の交流電源回復不可と判断する。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>A) を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるもの と考える。</p> <p>b. 高圧代替注水系の起動操作</p> <p>全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し，中央制御室からの遠隔操作により，高圧代替注水系を起動する。</p> <p>高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量である。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）</p> <p>高圧代替注水系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は，原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域），高圧代替注水系系統流量である。</p> <p>d. 電源確保操作対応</p> <p>早期の電源回復不能の確認後，直流電源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>e. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。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>f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作</p> <p>全電源喪失の確認後，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負荷の電源切替えを実施する。</p> <p>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作が完了した後に，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>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については，「7. 1. 3. 1. 1 (3) e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱」と同じ。</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（S A）等である。</p> <p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないこと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>g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））</p> <p>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，原子炉水位が回復する。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高圧代替注水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（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量である。</p> <p>h. タンクローリによる燃料補給操作</p> <p>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。</p> <p>i. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p> <p>全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa〔gage〕に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。</p> <p>j. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作</p> <p>外部電源喪失の確認後，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>常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用 M／C 電圧である。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「7. 1. 3. 1. 1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。</p> <p>f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「7. 1. 3. 1. 1(3)g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。</p> <p>g. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、「7. 1. 3. 1. 1(3)h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。</p> <p>h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</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. 1. 3. 1. 1(3)i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。</p>	<p>k. 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</p> <p>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>l. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び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>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C 2 C（2 D）電圧である。</p> <p>m. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱</p> <p>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，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，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。</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等である。</p> <p>n. 使用済燃料プールの冷却</p> <p>使用済燃料プールの冷却を実施する。</p> <p>以降，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納容器除熱を実施する。</p>	
7. 1. 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	2. 3. 2. 2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び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）+直流電源喪失」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント，サブレーション・プール冷却が重要現象となる。</p> <p>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>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，直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗（T B D）」である。なお，「外部電源喪失+DG 失敗+高圧炉心冷却失敗（T B U）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（+外部電源喪失）+DG 失敗+高圧炉心冷却失敗（T B U）」は，全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり，この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源装置に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。</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，原子炉压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E C C S 注水（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサブレーション・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 S A F E R 及びシビアアクシデント総合解析コード M A A P により，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお，本有効性評価では，S A F E R コードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E 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>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから C H A S T E コードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが，本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p>
<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件は第 7.1.3.2-2 表と同じ。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として，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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p>	<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.2-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として，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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより，全ての非常用ディーゼル発電機及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源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</p> <p>重大事故等対策に関連する機器条件は，「7. 1. 3. 2. 2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。</p>	<p>所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。これにより，全ての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>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</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>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タービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉スクラムするものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環ポンプ</p> <p>再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁</p> <p>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>(e) 高圧代替注水系</p> <p>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，原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉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。</p> <p>※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<div>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 重大事故等対策に関連する操作条件は、「7. 1. 3. 2. 2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。</div>	<div>(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 1 台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した時点で手動起動し，0～1, 676m<sup>3</sup>／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。</div> <div>(g) 低圧代替注水系（可搬型） 可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m<sup>3</sup>／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，50m<sup>3</sup>／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。</div> <div>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 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 1 台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m<sup>3</sup>／h（一定）を用いるものとする。また，サブプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</div> <div>(i) 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. 9×10<sup>3</sup>t／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％をドライウエルへ，5％をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，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替える。 伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。</div> <div>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。</div> <div>(a) 交流動力電源は 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。</div>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件</p> <p>有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は、「7. 1. 3. 1. 2 (3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件」と同じ。</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>有効性評価の結果は、「7. 1. 3. 2. 2 (4) 有効性評価の結果」と同じ。</p>	<p>(b) 高圧代替注水系の起動操作は，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。</p> <p>(d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，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の受電操作の完了後に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. 2-4 図から第 2. 3. 2-8 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. 2-9 図から第 2. 3. 2-14 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. 2-15 図から第 2. 3. 2-18 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>・東海第二では，本事故シーケンスグループで格納容器圧力逃がし装置を使用しない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<p>全電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後，事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。</p> <p>代替直流電源設備は，事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。</p> <p>（添付資料 2. 3. 2. 1）</p> <p>事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，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一時的に低下するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，高圧代替注水系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。</p> <p>（添付資料 2. 3. 2. 2）</p> <p>事象発生から 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動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。</p> <p>また，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，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. 2-9 図に示すとおり，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが，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。燃料被覆管の最高温度は，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. 3. 2-4 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</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<p>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>格納容器圧力は，第 2.3.2-15 図に示すとおり，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa〔gage〕となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa〔gage〕）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.3.2-16 図に示すとおり，事象発生約 24 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2.3.2-5 図に示すように，高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.3.2-15 図及び第 2.3.2-16 図に示すように，事象発生約 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>（添付資料 2.3.2.3）</p> <p>安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により，本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。</p>	
<p>7.1.3.3.3 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，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の余裕を評価するものとする。</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）+直流電源喪失」は，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが，対応操作が同様であることから，不確かさの影響評価の観点では「7.1.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。</p>	<p>2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，全交流動力電源の喪失に加えて，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため，高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧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</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<p>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，高压代替注水系の起動操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水），可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。</p> <p>a．運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はH D R 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<p>大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2. 3. 2. 4)</p> <p>b．評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，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。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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H D R 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，B W R の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2. 3. 2. 4)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2. 3. 2-2 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，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わり</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<p>はなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>（添付資料 2. 3. 2. 4）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44. 0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>（添付資料 2. 3. 2. 4）</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D， T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<p>b. 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>操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，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>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 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>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，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，操作開始時間は遅れる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。</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. 2. 4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<p>替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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。</p> <p>（添付資料 2. 3. 2. 4）</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の高圧代替注水系の起動操作については、操作開始時間が事象発生 25 分後と同様であるが、高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて、原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから事象進展がより厳しくなる「L O C A 時注水機能喪失」において、10 分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、事象発生の約 13 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、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の 8 時間後と</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.3.4 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（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「7.1.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。</p> <p>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>(2) 必要な資源の評価</p> <p>必要な資源の評価結果は，「7.1.3.2.4(2) 必要な資源の評価」と同じ。</p>	<p>想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の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，評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.3.2.4)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.3.2.4 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（T B D，T B U）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。</p> <p>また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 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>(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 D，T B U）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水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 2,130m<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>，北側淡水池に 2,500m<sup>3</sup>及び高所淡水池に 2,500m<sup>3</sup>代替淡水貯槽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，7 日間の対応が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.2.5)</p> <p>b. 燃 料</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D，T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し，これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，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）+直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段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）+直流電源喪失」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）+直流電源喪失」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，高圧代替注水系による原子炉注水，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉減圧，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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を実施することにより，炉心損傷することはない。</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 2.3.2.6）</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，代替の蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，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 2.3.2.7）</p> <p>2.3.2.5 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 D，T B U）」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，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失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 D，T B U）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗（T B D）」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，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B D， T B U）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから，高圧代替注水系等による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。</p> <p>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「全交流動力電源喪失（T B D， T B U）」において，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D， T B U）」に対して有効である。</p>	



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

柏崎刈羽発電所 6／7号機		東海第二発電所		備 考
第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の重大事故等対策について		第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）時における重大事故対策について（1／3）		
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計表設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の維持及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を判定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧代替注水系統による原子炉注水	事象発生後に原子炉循環冷却系の自動起動が機能できない場合、高圧代替注水系統を自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を凉水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系統 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリー (HdL)	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa(gage)に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 相圧降化ベント系 常設代替直流電源設備	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内空気放熱機レベル (D/W) 格納容器内空気放熱機レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放熱機モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去ポンプを起動し、逃がし安全弁を閉じ、以後炉心を手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリー (HdL, HbL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急減減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介して残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリー (HdL, HbL)	原子炉水位 (SA) 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内空気放熱機レベル (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウェル受熱気温度 サブプレッシャ・チェンバ・プール気体温度
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa(gage)に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリー (HdL, HbL)	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内空気放熱機レベル (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウェル受熱気温度 サブプレッシャ・チェンバ・プール気体温度
低圧代替注水系統（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系統（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリー (HdL, HbL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 復水移送ポンプ流量 復水貯蔵槽水位 (SA)

【 1 】：重大事故等対処設備（設計基準設備）

2.3.2-30

：有効性評価上考慮しない操作



## 東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽発電所 6／7 号機

前ページと同じ

第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）＋直流電源喪失について

制御及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	計装設備	
		常設設備	可搬型設備	
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による機能がでない、原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状態により原子炉の停止状態を判定する。	常設代替直交電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を定水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水器機構 常設代替直交電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水泵 (A-2 級) タンクローリー (4dL)	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水器機構水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 新圧強化ベント系 常設代替直交電源設備	—	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッジョン・チェンバ・プール水位 格納容器内部放射線レベル (D/W) 格納容器内部放射線レベル (S/C) フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替直交電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替直交電源設備 逃がし安全弁 【低圧注水モード】 軽油タンク	代替原子炉補給冷却系 タンクローリー (4dL, 16dL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補給冷却系を介した低圧注水を実施する。（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替直交電源設備 【低圧注水モード】 軽油タンク	代替原子炉補給冷却系 タンクローリー (4dL, 16dL)	原子炉水位 (SA) 【低圧注水モード】 高圧代替注水系系統流量
残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替直交電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替直交電源設備 逃がし安全弁 【低圧注水モード】 軽油タンク	代替原子炉補給冷却系 タンクローリー (4dL, 16dL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内部放射線レベル (D/W) 格納容器内部放射線レベル (S/C) フィルタ装置入口圧力 サブプレッジョン・チェンバ・プール水位 サブプレッジョン・チェンバ・プール温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替直交電源設備 逃がし安全弁 復水器構造ポンプ 軽油タンク	可搬型代替注水泵 (A-2 級) タンクローリー (4dL, 16dL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水器機構水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量

【 】：重大事故等対処設備（設計基準比準）

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備	計装設備	
		常設設備	可搬設備	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源喪失の確認後、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負荷の電源切替えを実施する。</li> <li>サブプレッジョン・プール水温度がサブプレッジョン・プールの熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。</li> <li>可搬型代替注水泵を用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な電源の切替え操作が完了した後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。</li> <li>原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能） 常設代替直交電源設備	—	サブプレッジョン・プールの温度 原子炉圧力 (SA) ドライウエル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C)
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧により可搬型代替注水泵を用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水を開始され、原子炉水位が回復することを確認する。</li> <li>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。</li> <li>高圧代替注水系が停止したことを確認する。</li> </ul>	—	可搬型代替注水泵 水大型ポンプ	原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流 量 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力 (SA)
タンクローリーによる燃料補給操作	タンクローリーにより可搬型代替注水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。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリー	—

2.3.2-31



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

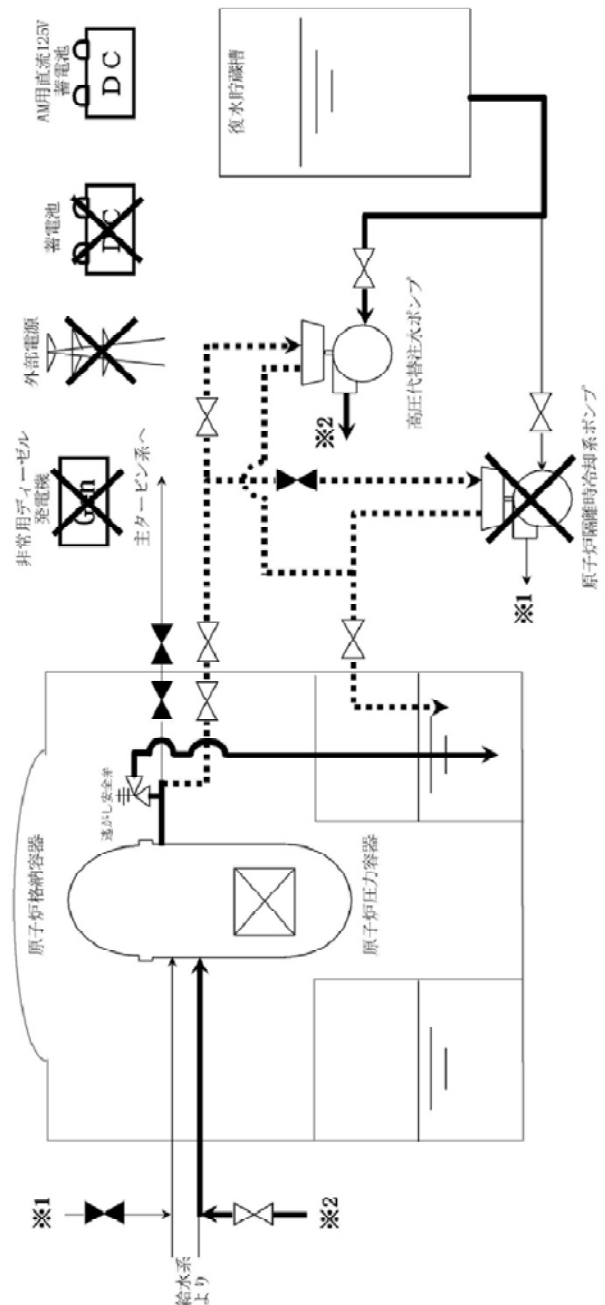
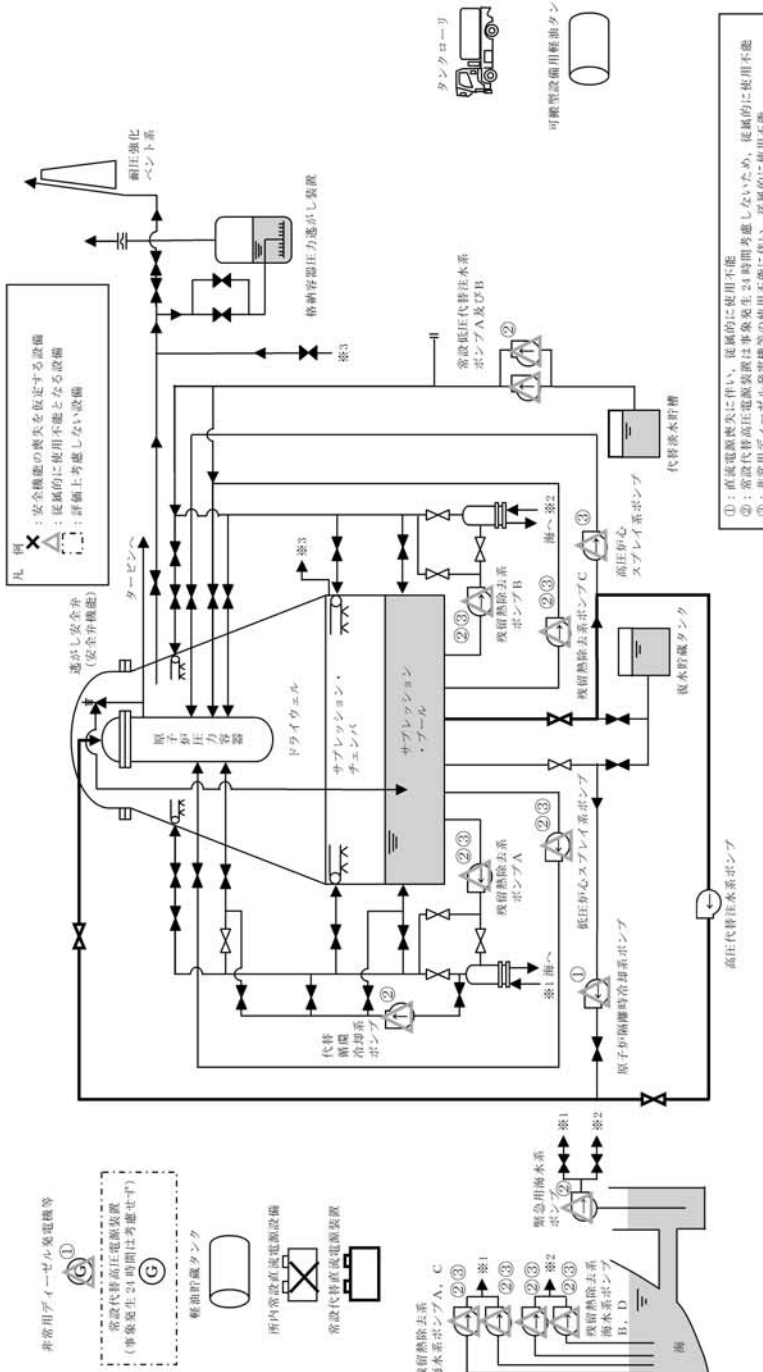
柏崎刈羽発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ				
第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」の重大事故等対策について		第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故対策について（3/3）		
判断及び操作	手順	常設設備	有効性評価上期待する事故対処設備	計装設備
			可搬型設備	
全交流動力電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電圧喪失により圧出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の維持及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を判定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉循環冷却系の自動起動が機能できない場合、高圧代替注水系を自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を過水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリー (4tL)	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 新圧降化ベント系 常設代替直流電源設備	—	格納容器内圧力 (D/C) 格納容器内圧力監視レベル (D/C) 格納容器内圧力監視レベル (S/C) フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置変換フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉循環冷却系 タンクローリー (4tL, 16tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉循環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実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉循環冷却系 タンクローリー (4tL, 16tL)	原子炉水位 (SA) 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力監視レベル (SA) 格納容器内圧力監視レベル (D/C) 格納容器内圧力監視レベル (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉循環冷却系 タンクローリー (4tL, 16tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 格納容器内圧力監視レベル (SA) 格納容器内圧力監視レベル (D/C) 格納容器内圧力監視レベル (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施した後、原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水貯蔵ポンプ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリー (4tL, 16tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 格納容器内圧力監視レベル (SA) 格納容器内圧力監視レベル (D/C) 格納容器内圧力監視レベル (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

【 1 】：重大事故等対策設備（設計基準設備）

：有効性評価上考慮しない操作

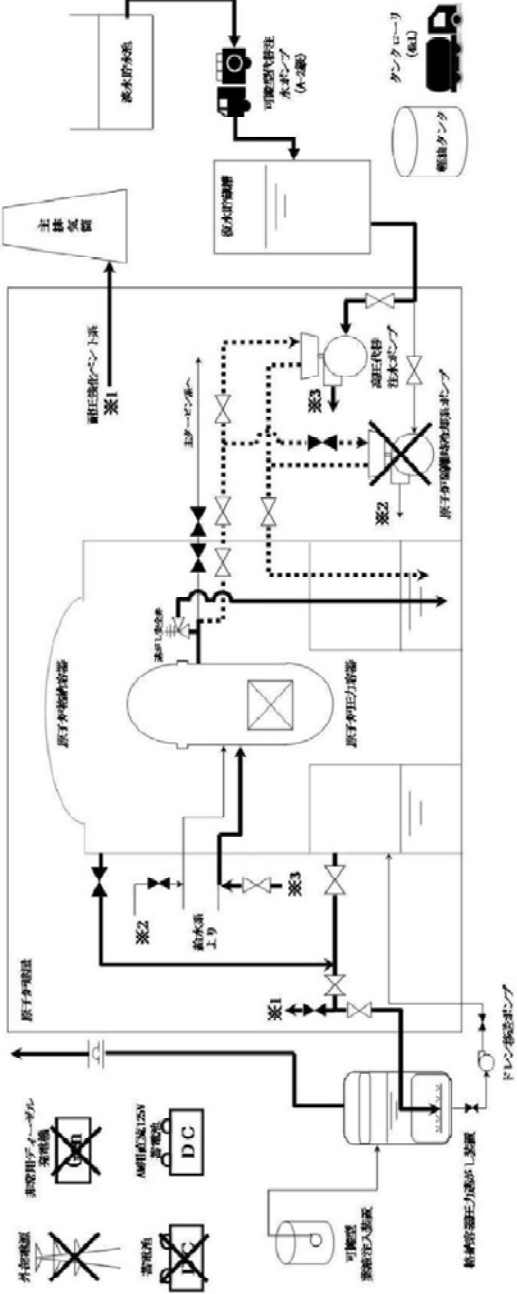
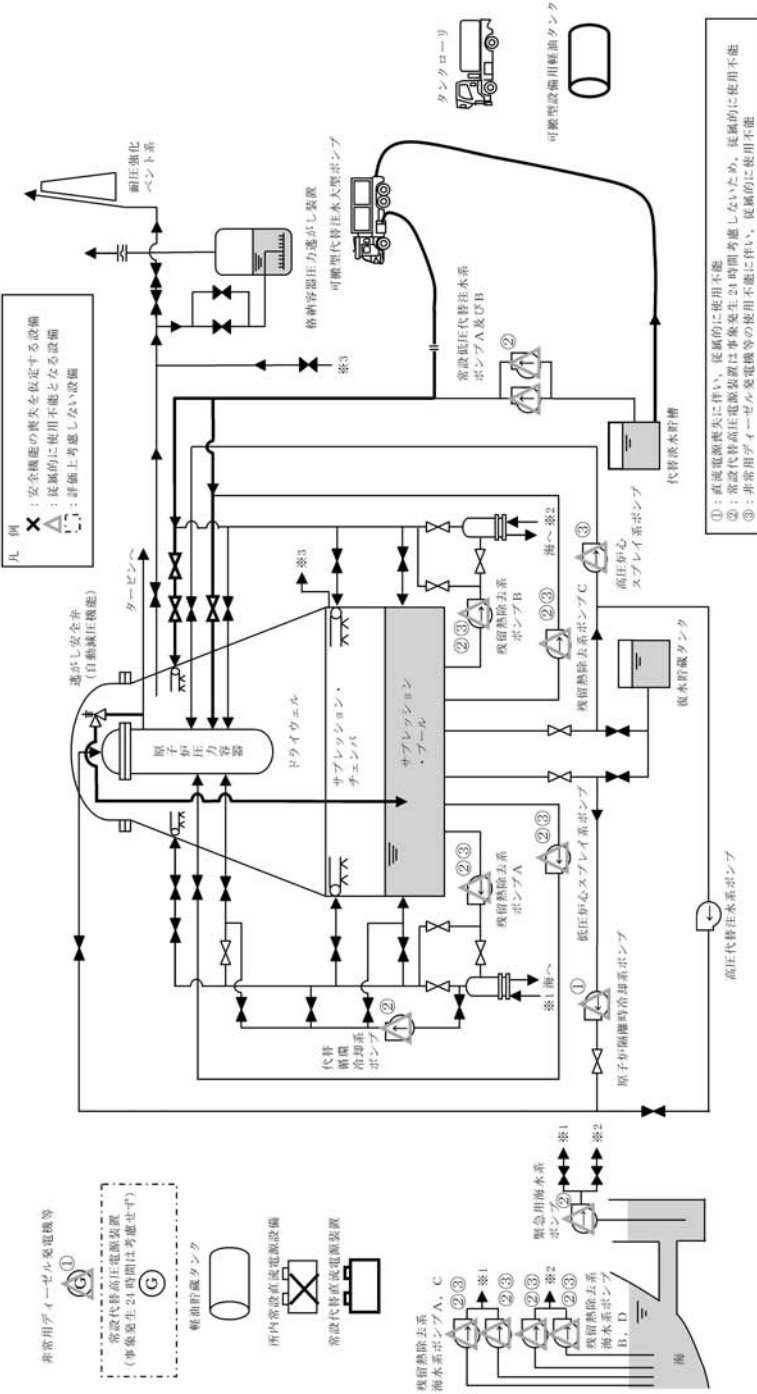


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p data-bbox="955 415 1104 1680">第 7.1.3.3-1 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) (原子炉注水)</p> 	<p data-bbox="1751 1774 1855 1795">2.3.2-40</p>  <p data-bbox="2151 567 2211 1585">第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (高圧代替注水系による原子炉注水段階)</p>	



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p data-bbox="854 445 1003 1684">第 7.1.3.3-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p> 	<p data-bbox="1697 168 1899 199">東海第二発電所</p> <p data-bbox="1757 1768 1846 1795">2.3.2-41</p>  <p data-bbox="2136 508 2226 1585">第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)</p>	



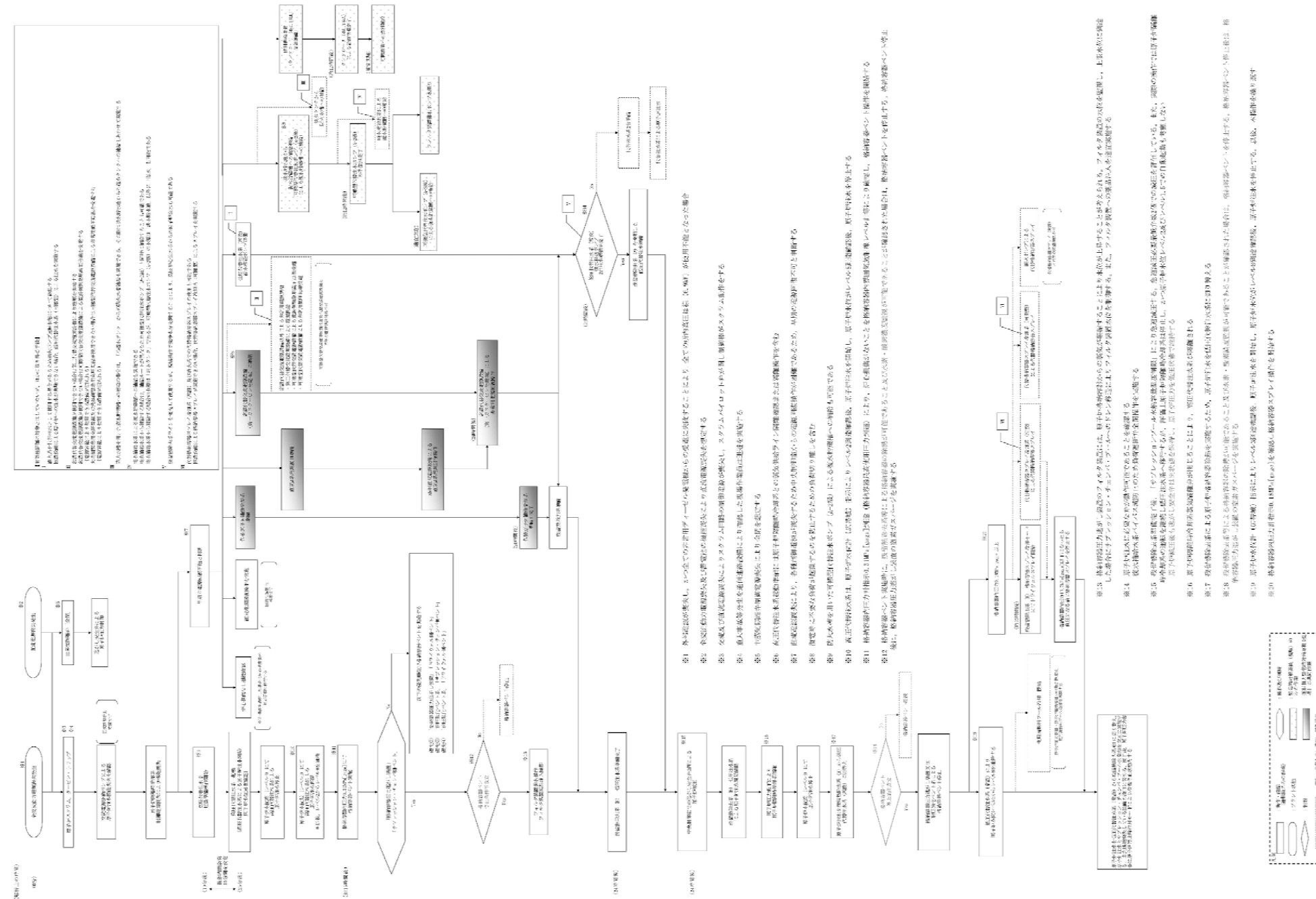
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="237 462 831 1680"></div> <p>※残熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モードに運転を切り替える。</p>	<div data-bbox="1424 420 2136 1722"></div> <p>2.3.2-42</p>	<p>第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (残熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱)</p>









第 7.1.3.3-5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + 直流電源喪失) の対応手順の概要」



[illegible]



備考





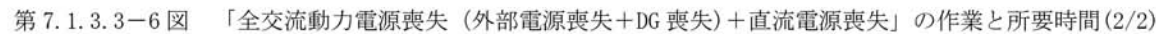
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（TBD，TBU）

東海第二発電所										備 考
交流動力電源喪失（TBD，TBU）										
				経過時間（分）						
				0	10	20	30	40	50	60
				70	80	90	100	110	120	備 考
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子がスクラム ▽ プラント状況判断 ▽ 25分：高圧代替注水系による原子炉注水開始					
	責任者	発電長	1人							
	補佐	副発電長	1人							
	通報連絡者	災害対策要員	2人							
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)							
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A, B	3人 C, D, E	—	●乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備	1分					
状況判断	2人 A, B	—	—	●原子がスクラムの確認	10分					
				●タービン停止の確認						
				●全電源喪失の確認						
				●再循環ポンプ停止の確認						
				●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認						
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	4分					
	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水 系統構成	6分					
電源確保操作対応	—	—	2人 a, b	●電源回復操作						解析上考慮しない
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作						原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	—	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等					170分	アクセスルート復旧時間等含む
	—	3人 C, D, E	3人 m, n, o	●原子炉注水のための系統構成					125分	

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の作業と所要時間（1／2）







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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（TBD，TBU）

東海第二発電所

備考

全交流動力電源喪失（TBD、TBU）													
				経過時間（時間）									
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容								備考	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)										
原子炉水位の調整 操作（高圧代替注 水系）	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作									
可搬型代替注水大 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 （可搬型）による 原子炉注水準備	—	—	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等									
	—	—	【2人】 c,d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作									
	—	3人 C,D,E	3人 n,n,o	●原子炉注水のための系統構成									
タンクローリによる 燃料補給操作	—	—	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給									
	—	—	—	●可搬型代替注水大型ポンプへの給油									
逃がし安全弁（自 動減圧機能）による 原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●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負荷の電源切替操作									
	—	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作									
原子炉水位の調 整操作（低圧代替 注水系（可搬型））	—	【2人】 C,D	2人 (招集)	●原子炉注水の流量調整									
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	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備									
	—	【1人】 E	【1人】 n	●非常用母線の受電準備									
可搬型代替注水大 型ポンプを用いた 代替格納容器スプレ イ冷却系（可搬 型）による格納容 器冷却	—	【1人】 E	【3人】 n,n,o 2人 (招集)	●格納容器スプレイのための系統構成									
	—	—	—	●格納容器スプレイの流量調整									
常設代替高圧電源 装置による緊急用 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作									
常設代替高圧電源 装置による非常用 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動									
	—	—	—	●非常用母線の受電									
残留熱除去系による 原子炉注水及び 格納容器除熱	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系海水系の起動操作									
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作									
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転									
使用済燃料プールの 冷却	—	【1人】 C	【1人】 (招集)	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作									
	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系の起動操作									
	—	—	—	●代替燃料プール冷却系起動操作									
必要要員合計				2人 A,B	3人 C,D,E	15人 a～o 及び招集6人							

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失（TBD、TBU）の作業と所要時間（2／2）

2.3.2-45

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の作業と所要時間（2／2）



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考																																																																																				
<div>第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（1/6）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP</td><td>—</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3.926MWt</td><td>定格原子炉熱出力として設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力</td><td>7.07MPa[gage]</td><td>定格原子炉圧力として設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレータスカート 下端から+119cm）</td><td>通常運転時の原子炉水位として設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>52.200t/h</td><td>定格流量として設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約 278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約 10℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃料</td><td>9×9 燃料（A 型）</td><td>—</td></tr><tr><td>最大線出力密度</td><td>44.0kW/m</td><td>設計限界値として設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t</td><td>サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定</td></tr><tr><td>格納容器容積（ドライウエル）</td><td>7.350m³</td><td>ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>格納容器容積（ウェットウエル）</td><td>空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³</td><td>ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>真空破壊装置</td><td>3.43kPa （ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）</td><td>真空破壊装置の設定値</td></tr><tr><td>サブプレッション・チェンバ・プール水位</td><td>7.05m（通常運転水位）</td><td>通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定</td></tr></table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	原子炉熱出力	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート 下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	炉心流量	52.200t/h	定格流量として設定	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	燃料	9×9 燃料（A 型）	—	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	格納容器容積（ドライウエル）	7.350m³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定	<div>第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU）（1/7）</div> <table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP</td><td>本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3.293MW</td><td>定格熱出力を設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）</td><td>6.93MPa[gage]</td><td>定格圧力を設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）</td><td>通常運転水位を設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>48,300 t/h</td><td>定格流量を設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約 278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約 9℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃 料</td><td>9 × 9 燃料（A 型）</td><td>9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定</td></tr><tr><td>燃料棒最大線出力密度</td><td>44.0kW/m</td><td>初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）</td><td>崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定</td></tr><tr><td>格納容器圧力</td><td>5kPa[gage]</td><td>格納容器圧力の観点として、通常運転時の圧力を包含する値を設定</td></tr><tr><td>格納容器雰囲気温度</td><td>57℃</td><td>ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定</td></tr></table>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード	原子炉熱出力	3.293MW	定格熱出力を設定	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定	炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値	燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																				
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—																																																																																				
原子炉熱出力	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定																																																																																				
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定																																																																																				
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート 下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定																																																																																				
炉心流量	52.200t/h	定格流量として設定																																																																																				
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値																																																																																				
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値																																																																																				
燃料	9×9 燃料（A 型）	—																																																																																				
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定																																																																																				
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定																																																																																				
格納容器容積（ドライウエル）	7.350m³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																				
格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																				
真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値																																																																																				
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定																																																																																				
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																				
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード																																																																																				
原子炉熱出力	3.293MW	定格熱出力を設定																																																																																				
原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定																																																																																				
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定																																																																																				
炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定																																																																																				
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値																																																																																				
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値																																																																																				
燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定																																																																																				
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定																																																																																				
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定																																																																																				
格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点として、通常運転時の圧力を包含する値を設定																																																																																				
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定																																																																																				

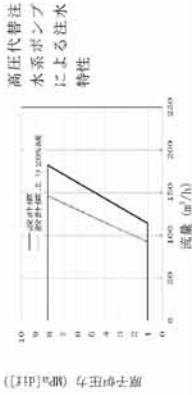
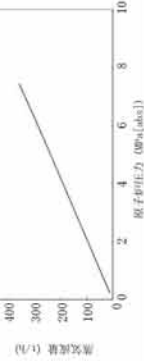


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
初期条件	サブレーション・チェンバ・プール水温	35℃	条件設定の考え方	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5. 2kPa[gage]		通常運転時の格納容器圧力として設定
事故条件	格納容器温度	57℃		通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）		復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
	起因事象	外部電源喪失		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して設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失		全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
		原子炉隔離時冷却系機能喪失		本事故シナシケンスにおける前提条件
初期条件	格納容器体積（ドライウエル）	5, 700m <sup>3</sup>	設計値を設定	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転における下限値を設定
	格納容器（ウェットウエル）	空間部：4, 100m <sup>3</sup> 気相部：3, 300m <sup>3</sup>		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転における下限値を設定
事故条件	サブレーション・プール水位	6. 983m （通常水位－4. 7cm）		サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転における上限値を設定
	サブレーション・プール水温	32℃		保安規定の運転における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3. 45kPa（ドライウエル－サブレーション・チェンバ間差圧）	設計値を設定	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	外部水源の水温	35℃		送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	起因事象	外部電源喪失		所内常設直流電源設備の喪失による非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備の機能喪失		なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし		起因事象として，外部電源喪失を想定



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

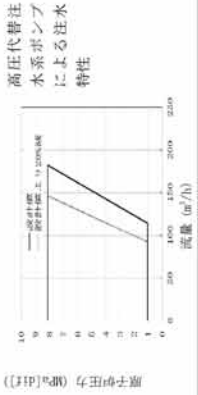
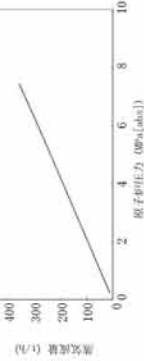
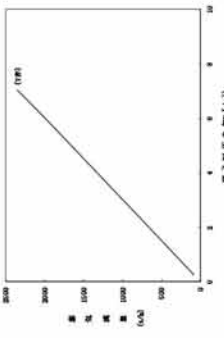
柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 喪失） + RCIC 失敗）（3/6）		第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（3/7）		
重大事故等対策に関する機器条件	項目	主要解析条件		条件設定の考え方
	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)		安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	高圧代替注水系	事象発生 25 分後に手動起動し，設計値である 182m³/h (8.12MPa[diff]において) ～ 114m³/h (1.03MPa[diff]において) に対し，保守的に 20%減の流量にて注水		高圧代替注水系の設計値に対し，保守的に 20%減の流量を設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 		逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定  逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 (遅れ時間：1.05 秒)	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タービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定	
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時にの主蒸気隔離弁閉を設定	
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時にの再循環ポンプ停止を設定	



東海第二発電所

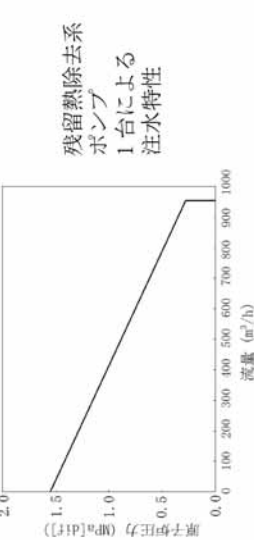
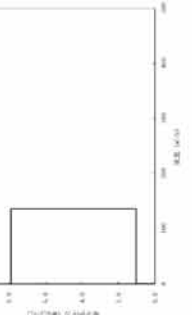
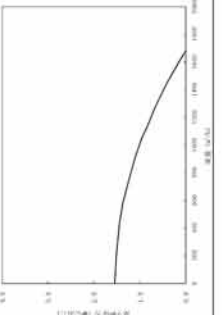
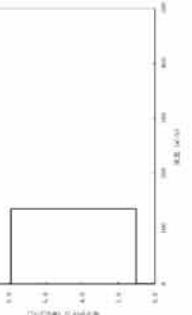
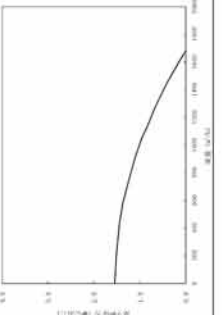
重大事故等対策の有効性評価

比較表（TBU 図表）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ		第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 喪失） + RCIC 失敗）（3/6）		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
	高圧代替注水系	事象発生 25 分後に手動起動し，設計値である 182m <sup>3</sup> /h (8.12MPa[diff]において) ～ 114m <sup>3</sup> /h (1.03MPa[diff]において) に対し，保守的に 20%減の流量にて注水	高圧代替注水系の設計値に対し，保守的に 20%減の流量を設定	
逃がし安全弁	逃がし弁機能	7.51 MPa[gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	
	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧	＜原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（4/7）		条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h/個 (原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる  逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	

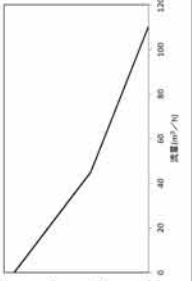
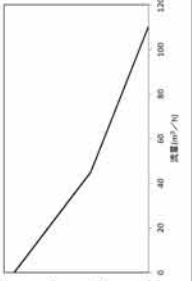
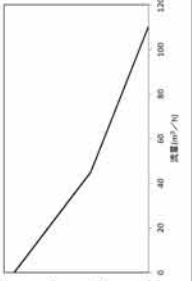


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（4/6）	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[diff]）において注水		残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定
	重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）  残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）	約 90m <sup>3</sup> /h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定  残留熱除去系の設計値として設定	
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（5/7）	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	高圧代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）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停止  最小流量特性 ・注水特性：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[diff]		設計値を設定 高圧代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に よらず一定の流量にて注水する設計となっている
	残留熱除去系（低圧注水系）	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し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施  最小流量特性 注水流量：0～1,676m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0～1.55MPa[diff]		炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定
2.3.2-37	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	高圧代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）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停止  最小流量特性 ・注水特性：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[diff]		設計値を設定 高圧代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に よらず一定の流量にて注水する設計となっている
	残留熱除去系（低圧注水系）	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し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施  最小流量特性 注水流量：0～1,676m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0～1.55MPa[diff]		炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定



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

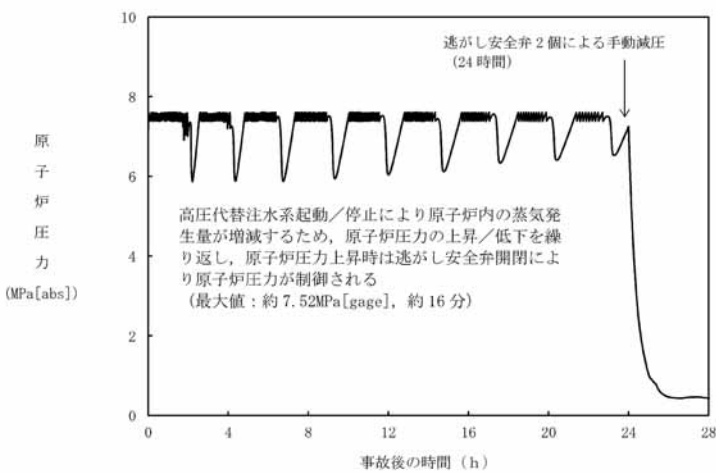
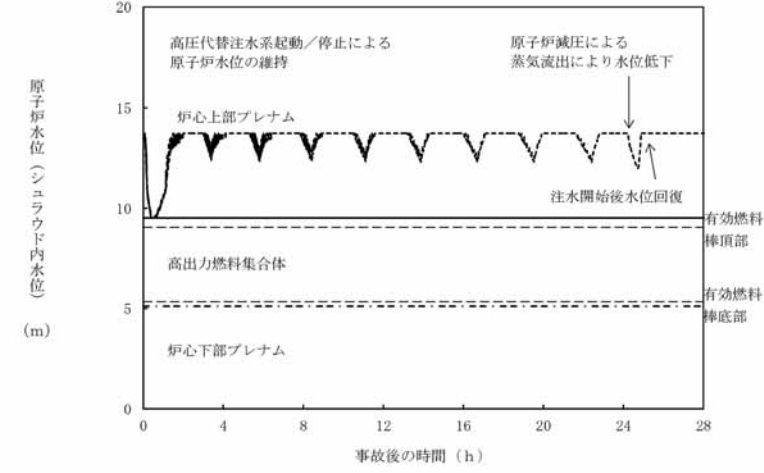
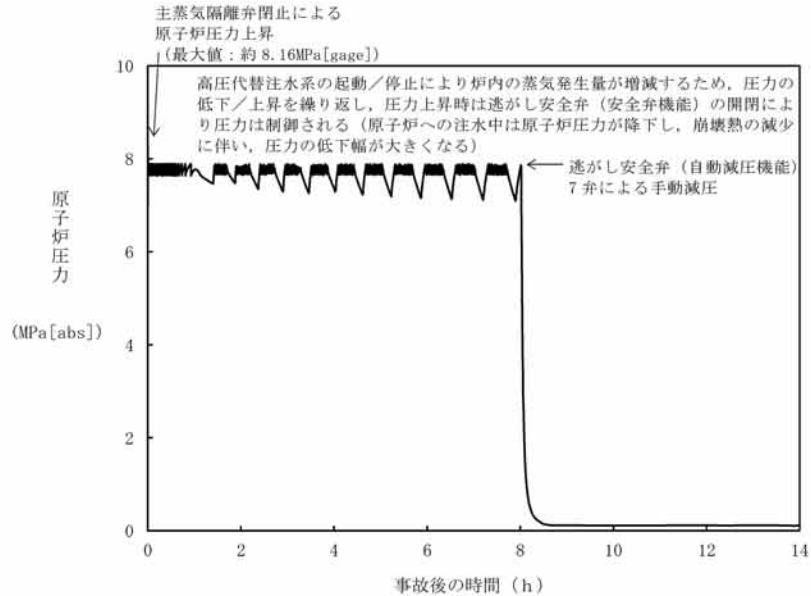
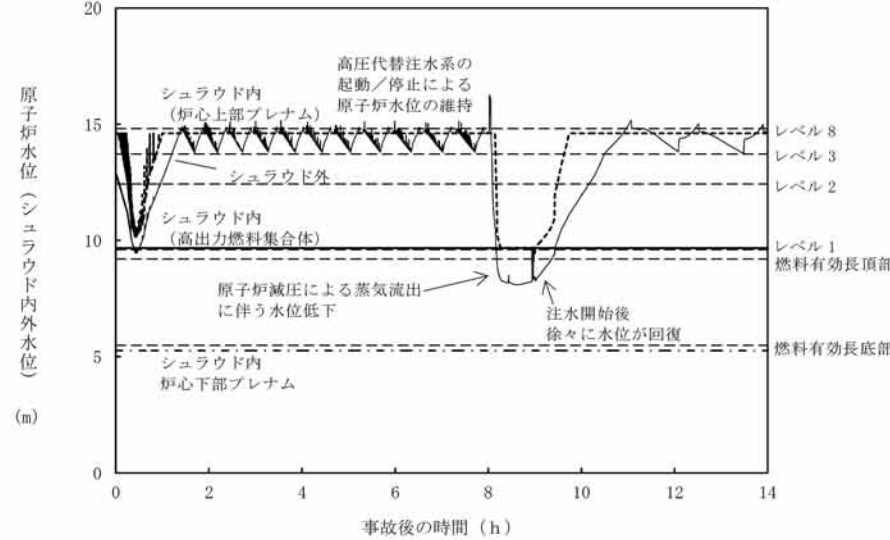
柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考																											
<div>第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（5/6）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>重大事故等対策に関連する機器条件</td><td></td><td></td></tr><tr><td>格納容器圧力逃がし装置等</td><td>格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱</td><td>格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定</td></tr><tr><td>代替原子炉補機冷却系</td><td>約23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）</td><td>代替原子炉補機冷却系の設計値として設定</td></tr></table> <div>10-7-1-290</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に関連する機器条件			格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	<div>第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（6/7）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>重大事故等対策に関連する機器条件</td><td></td><td></td></tr><tr><td>低下代替注水系（可搬型）</td><td>原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m<sup>3</sup>/h ・注水圧力：0～1.4MPa[diff]  （原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m<sup>3</sup>/h（一定） 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</td><td>炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 </td></tr><tr><td>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</td><td>スプレイ流量：130m<sup>3</sup>/h（一定） 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替え</td><td>併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定  格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定</td></tr><tr><td>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</td><td>スプレイ流量：1.9×10<sup>3</sup>t/h（95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ） 伝熱容量：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）</td><td>設計値を設定  残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定</td></tr></table> <div>2.3.2-38</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に関連する機器条件			低下代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～1.4MPa[diff]  （原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定） 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	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定） 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替え	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定  格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量：1.9×10 <sup>3</sup> t/h（95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ） 伝熱容量：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）	設計値を設定  残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																											
重大事故等対策に関連する機器条件																													
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定																											
代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定																											
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																											
重大事故等対策に関連する機器条件																													
低下代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～1.4MPa[diff]  （原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定） 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	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 																											
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定） 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替え	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定  格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定																											
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量：1.9×10 <sup>3</sup> t/h（95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ） 伝熱容量：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）	設計値を設定  残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定																											



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考																																													
<div>第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（6/6）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>高圧代替注水系による原子炉注水操作</td><td>事象発生 25 分後</td><td>事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定</td></tr><tr><td>重大事故等対策に関連する操作条件</td><td>常設代替交流電源設備からの受電</td><td>本事故シナリオの前提条件として設定</td></tr><tr><td></td><td>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</td><td>格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</td></tr><tr><td></td><td>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</td><td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td></tr><tr><td></td><td>代替原子炉補機冷却系運転操作</td><td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td></tr><tr><td></td><td>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）運転操作</td><td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td></tr><tr><td></td><td>低圧代替注水系（常設）起動操作</td><td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td></tr><tr><td></td><td>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）運転操作</td><td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td></tr></table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定	重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナリオの前提条件として設定		格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定		逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定		代替原子炉補機冷却系運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定		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）運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定		低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定		代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	<div>第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（7/7）</div> <table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</td><td>事象発生から 24 時間後</td><td>本事故シナリオの前提条件として設定</td></tr><tr><td>高圧代替注水系の起動操作</td><td>事象発生から 25 分後</td><td>運転手順に基づき、直流電源喪失を確認した後、高圧代替注水系の起動操作を実施するため、状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定</td></tr><tr><td>逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）</td><td>事象発生から 8 時間 1 分後</td><td>実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定</td></tr><tr><td>可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</td><td>サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時</td><td>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定</td></tr><tr><td>残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱</td><td>事象発生から 24 時間 10 分後</td><td>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</td></tr></table>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、直流電源喪失を確認した後、高圧代替注水系の起動操作を実施するため、状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																													
高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定																																													
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シナリオの前提条件として設定																																													
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定																																													
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定																																													
	代替原子炉補機冷却系運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定																																													
	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）運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定																																													
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定																																													
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）運転操作	常設代替交流電源設備からの受電後として設定																																													
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																																													
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定																																													
高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、直流電源喪失を確認した後、高圧代替注水系の起動操作を実施するため、状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定																																													
逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定																																													
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定																																													
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定																																													
10-7-1-291	2.3.2-39																																														



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.2-7 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 7.1.3.2-8 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p></div> <div>10-7-1-374</div>	<div><p>第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 2.3.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※</p><p>※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。</p><div>2.3.2-47</div></div>	

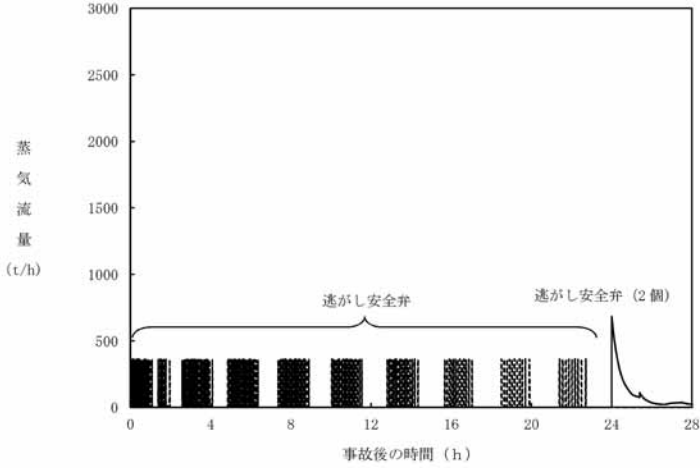
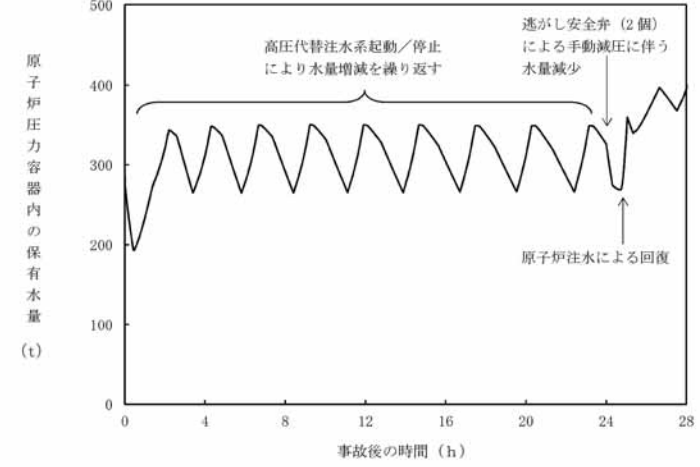
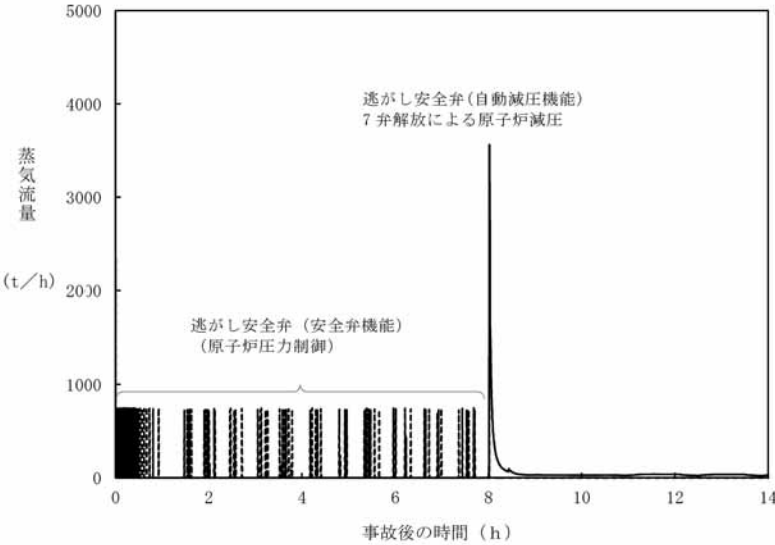
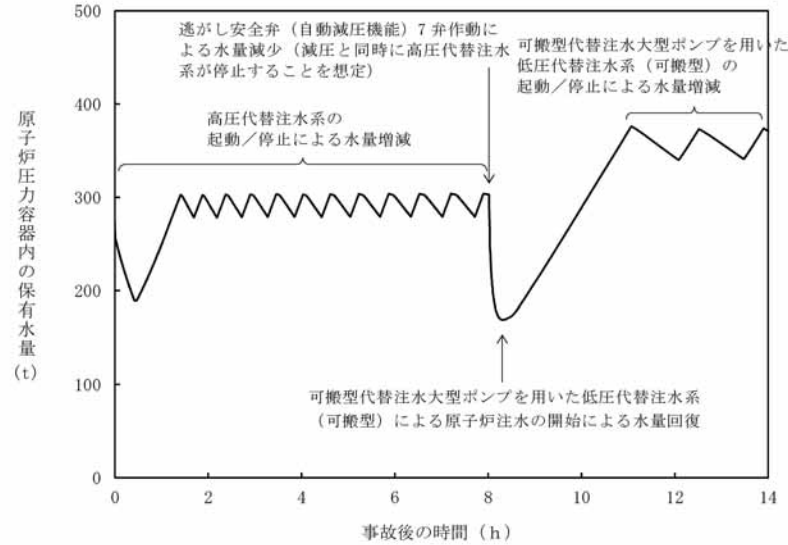


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

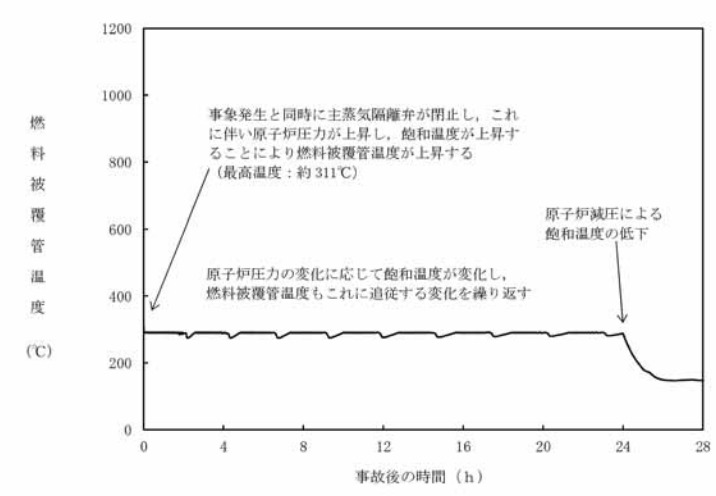
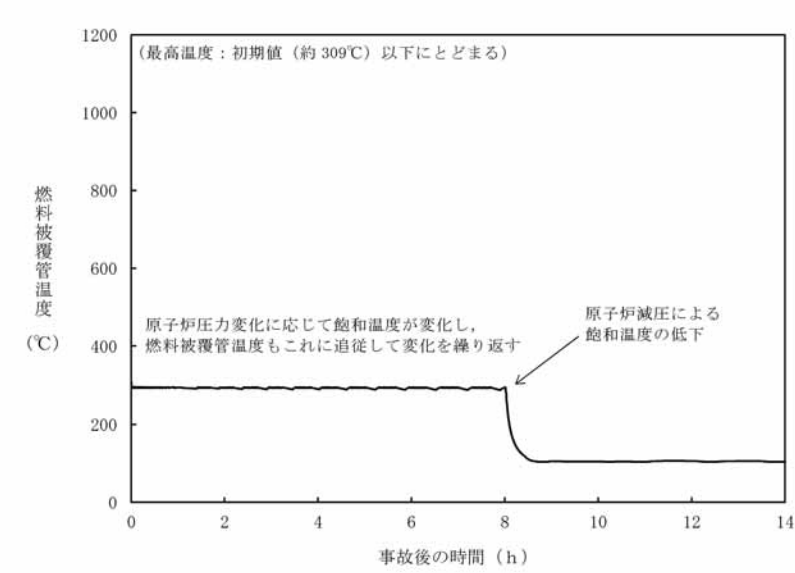
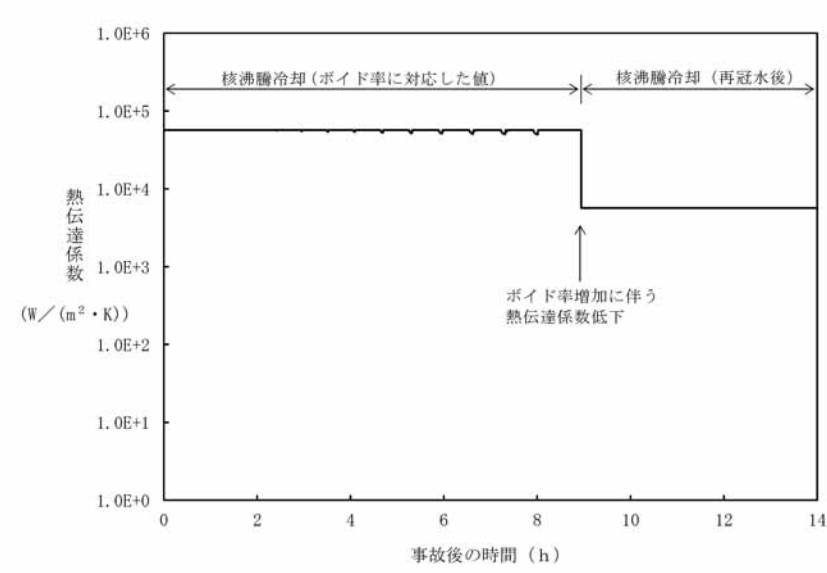
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（TBU 図表）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 3. 2－9 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p> <div></div> <p>第 7. 1. 3. 2－10 図 注水流量の推移</p> <p>10－7－1－375</p>	<div></div> <p>第 2. 3. 2-6 図 注水流量の推移</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>

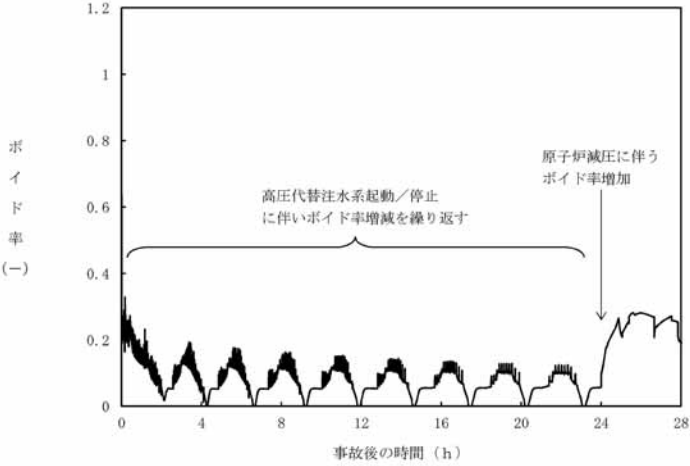
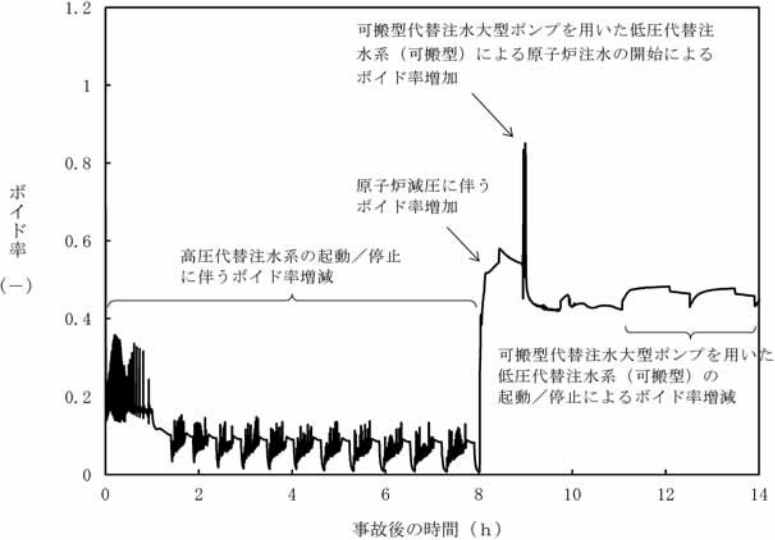
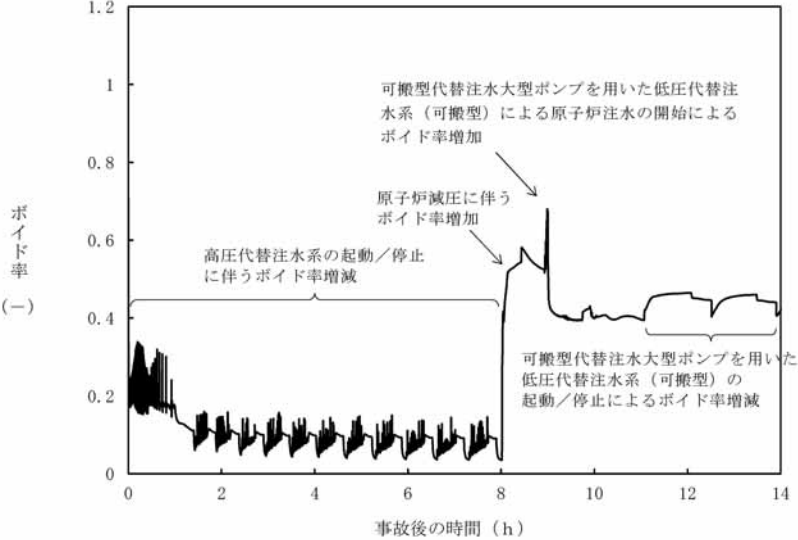


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.2-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>第 7.1.3.2-12 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>2.3.2-48</p><p>第 2.3.2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p></div>	

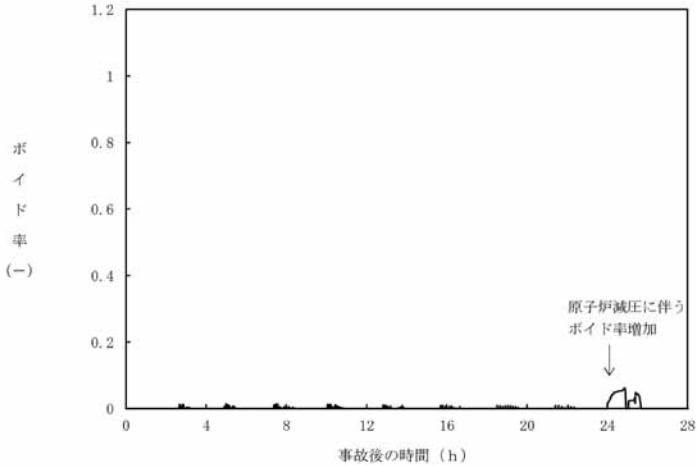
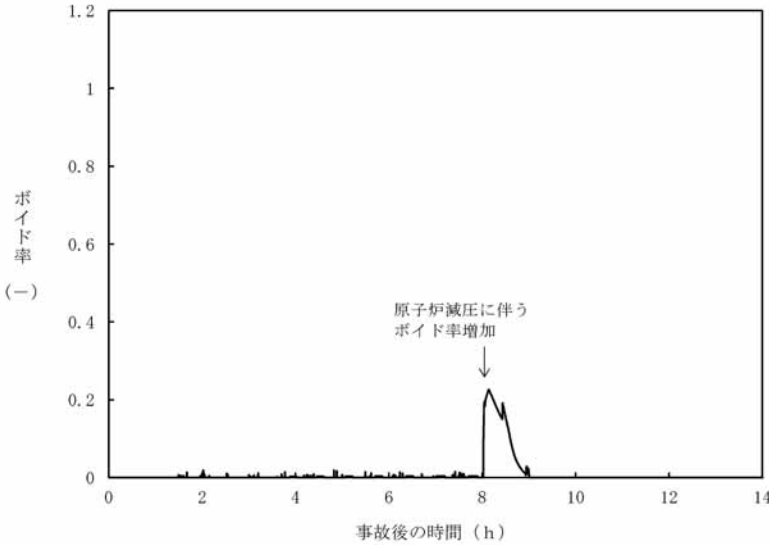


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>燃 料 被 覆 管 温 度 (°C)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止し、これに伴い原子炉圧力が上昇し、飽和温度が上昇することにより燃料被覆管温度が上昇する (最高温度：約 311°C)</p><p>原子炉圧力の変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従する変化を繰り返す</p><p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p></div> <p>第 7. 1. 3. 2－13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<div><p>燃 料 被 覆 管 温 度 (°C)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>(最高温度：初期値 (約 309°C) 以下にとどまる)</p><p>原子炉圧力変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従して変化を繰り返す</p><p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p></div> <p>第 2. 3. 2-9 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>2. 3. 2-49</p>	
	<div><p>熱 伝 達 係 数 (W/(m<sup>2</sup>・K))</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>核沸騰冷却 (ボイド率に対応した値)</p><p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p><p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p></div> <p>第 2. 3. 2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>ボイド率 (一)</p><p>事故後の時間 (h)</p></div> <div>第 7.1.3.2-14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</div> <div>10-7-1-377</div>	<div><p>ボイド率 (一)</p><p>事故後の時間 (h)</p></div> <div>第 2.3.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</div> <div>2.3.2-50</div> <div><p>ボイド率 (一)</p><p>事故後の時間 (h)</p></div> <div>第 2.3.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</div>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 3. 2-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2. 3. 2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p><p>2. 3. 2-51</p></div>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div><p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p><p>円周方向の応力 (<math>\text{N}/\text{mm}^2</math>)</p><p>燃料被覆管温度 (<math>^{\circ}\text{C}</math>)</p><p>第 2.3.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と 燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p><p>2.3.2-52</p></div>	

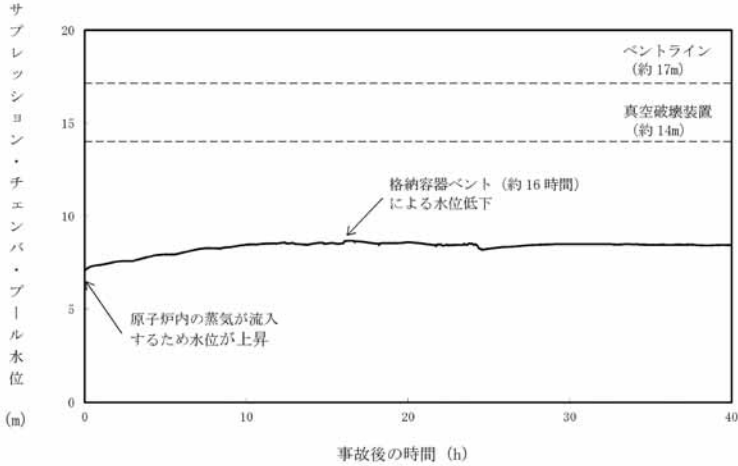
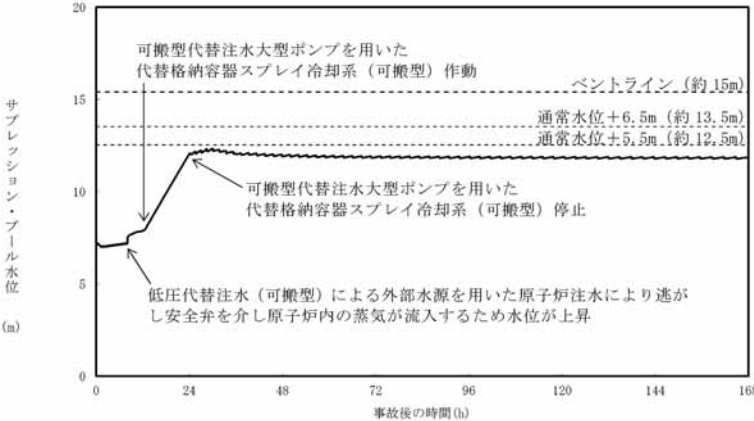


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 3. 2-16 図 格納容器圧力の推移</p><p>10-7-1-378</p></div>	<div><p>第 2. 3. 2-15 図 格納容器圧力の推移</p><p>2. 3. 2-53</p></div>	
<div><p>第 7. 1. 3. 2-17 図 格納容器気相部温度の推移</p></div>	<div><p>第 2. 3. 2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p></div>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（TBU 図表）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.2-18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p><p>10-7-1-379</p></div>	<div><p>第 2.3.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p></div>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（TBU 図表）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 3. 2-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 3. 2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p> <p>2. 3. 2-54</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.4 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>7.1.3.4.1 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，「6.2 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(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することを想定する。</p> <p>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，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たことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，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より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。</p> <p>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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード），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）＋（外部電源喪失＋）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，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，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 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，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない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機能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機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の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。また，可搬型の格納容器冷却機能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動力電源を復旧し，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>・東海第二は 2C／2D の DG と HPCS の DG がわかれているため表現が異なるが，実態として相違はない。</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	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、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。</p> <p>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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）、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。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第 7.1.3.4－1 図から第 7.1.3.4－4 図に、手順の概要を第 7.1.3.4－5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。</p> <p>また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.3.4－1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 32 名である。</p> <p>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。</p> <p>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 12 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 7.1.3.4－6 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>(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、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。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 24 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 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 15 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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 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 24 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、全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認</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。また、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。さらに、再循環ポンプが停止したことを確認する。</p> <p>原子炉スクラム、全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。</p>	<p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・東海第二では招集要員は 2 時間以内に参集可能なことを確認していることから、2 時間以降に期待する評価としている。</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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，原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</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 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>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（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注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（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>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>原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため，燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないこと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>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，非常用高压母線（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，低压代替注水系（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. 早期の電源回復不能の確認</p> <p>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の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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，常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。</p> <p>e. 電源確保操作対応</p> <p>早期の電源回復不能の確認後，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>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</p>
<p>d. 低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</p> <p>低压代替注水系（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閉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</p>	<p>f. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>全交流動力電源喪失に伴う低压注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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後にポンプ起動操作</p>	<p>・設備設計の違いにより，東海第二ではバイパス流防止系統構成は不要。</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>を実施する。また，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>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>        低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 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装設備は，原子炉圧力である。</p> <p>f. 低压代替注水系（可搬型）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。</p> <p>        低压代替注水系（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，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</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，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。</p> <p>        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。</p> <p>        なお，低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却</p>	<p>を実施する。なお，逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低压代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。</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>        可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，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。</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（低压代替注水系（可搬型））</p> <p>        可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。</p> <p>        原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低压代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>i. タンクローリによる燃料補給操作</p> <p>        タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。</p> <p>j. 直流電源の負荷切離操作</p> <p>        早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内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>k. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p> <p>        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。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。</p> <p>        可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低压代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>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</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>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原子炉建屋内の原子炉区域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。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>i. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</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，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。</p> <p>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。</p> <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，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</p> <p>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</p>	<p>である。</p> <p>l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作</p> <p>外部電源喪失の確認後，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>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用 M／C 電圧である。</p> <p>m. 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</p> <p>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>n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び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>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C 2 C（2 D）電圧である。</p> <p>o. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱</p> <p>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，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，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。</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等である。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>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。</p> <p>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・プール水冷却を再開する。</p>	<p>p. 使用済燃料プールの冷却 使用済燃料プールの冷却を実施する。</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>以降、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納容器除熱を実施する。</p>	
<p>7.1.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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。</p>	<p>2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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するとともに、逃がし安全弁の再閉鎖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も停止することで、全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS 失敗」である。</p>	
<p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</p> <p>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>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS 注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサブプレッション・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。</p> <p>なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、</p>	<p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.3.4－2 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として，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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>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</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>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>原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し，182m<sup>3</sup>/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p>	<p>ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E コードは使用しない。</p> <p>また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.3-2 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</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として，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。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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。同時に，逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>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</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>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タービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉スクラムするものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環ポンプ</p> <p>再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するもの</p>	<p>結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから C H A S T E コードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが，本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p>



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(c) 逃がし安全弁</p> <p>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>とする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁</p> <p>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）を開固着の 1 弁と合わせて合計 7 弁使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系</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，136.7m<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，運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止するものとする。</p> <p>※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系）</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0～1,676m<sup>3</sup>／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>(g) 低圧代替注水系（可搬型）</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m<sup>3</sup>／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，50m<sup>3</sup>／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。</p> <p>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</p> <p>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 1 台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m<sup>3</sup>／h（一定）を用いるものとする。また，サブプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達し</p>	<p>・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定している。</p>
<p>(d) 低圧代替注水系（可搬型）</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後に，84m<sup>3</sup>/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，40m<sup>3</sup>/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）</p> <p>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，80m<sup>3</sup>/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>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70% 開※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>(g) 代替原子炉補機冷却系</p> <p>伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバ・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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</p> <p>伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバ・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）</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）は，954m<sup>3</sup>/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</p> <p>運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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供給を開始する。</p> <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>た場合に再開する。</p> <p>(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</p> <p>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 1.9×10<sup>3</sup>t/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%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，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プレッション・プール冷却運転に切り替える。</p> <p>伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サプレッション・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</p> <p>運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流動力電源は 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不要な負荷を切り離し，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>(c) 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）は，状況判断，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備及び原子炉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>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(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) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生から 24 時間後に開始する。</p> <p>(g) 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>(h) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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）※<sup>2</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.3.4－7 図から第 7.1.3.4－12 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，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 7.1.3.4－13 図から第 7.1.3.4－18 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.3.4－19 図から第 7.1.3.4－22 図に示す。</p> <p>※<sup>2</sup> 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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</p>	<p>(d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・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の受電操作の完了後に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，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.3.3-15 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</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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>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。低压代替注水系（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压代替注水系（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、低压代替注水系（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、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p>	<p>プの停止が発生し、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>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し、燃料有効長頂部を下回る。</p> <p>事象発生の 3 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で、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は低下するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると、原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。</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及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 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 時間後に低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低压注水モード）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>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発生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る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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。</p> <p>事象発生から 24 時間後に常設代替高压電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低压注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。</p> <p>また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで、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>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は，第 7. 1. 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。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり，15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は，第 7. 1. 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冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0. 31MPa[gage] 及び約 144℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7. 1. 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>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「7. 1. 3. 1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では，「6. 2. 1. 2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。</p>	<p>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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の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。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>格納容器圧力は，第 2. 3. 3-15 図に示すとおり，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 14 時間後に最高値の約 0. 28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0. 62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2. 3. 3-16 図に示すとおり，事象発生の約 14 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2. 3. 3-5 図に示すように，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2. 3. 3-15 図及び第 2. 3. 3-16 図に示すように，事象発生の約 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>（添付資料 2. 3. 3. 1）</p> <p>安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により，本評価では，「1. 2. 1. 2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.4.3 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。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、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、逃がし安全弁の再閉失敗による原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>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では、全交流動力電源の喪失に加えて、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、直流電源の負荷切離操作を実施すること、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、直流電源の負荷切離操作、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは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、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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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を確認しているが，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した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>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ことから，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冷却系（可搬型）及び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。</p> <p>また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び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）及び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。</p>	<p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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>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，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高め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>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を確認しているが，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した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>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>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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>（添付資料2.3.3.2）</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.3.4－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（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 に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(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設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.3.3.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サブプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目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ることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサブプレッション・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，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (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，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p>	<p>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ことから，運転員等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 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</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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）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>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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ことから，操作時間に与える影響はない。</p> <p>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，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，事象発生の約 18 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力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。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ことから，操作開始時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>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（現場）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ことで操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(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>（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，操作開始時間は遅れる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。</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，所定の時間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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）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，この場合には，原子炉注水の開始が早くなることで炉心が</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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り，格納容器圧力及び温度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。</p> <p>なお，常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合，代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても，常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため，評価項目となるパラメータに影響しない。</p>	<p>露出する時間が短くなり，燃料被覆管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。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，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。</p> <p>（添付資料 2. 3. 3. 2）</p>	
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。</p> <p>第 7. 1. 3. 4－23 図から第 7. 1. 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 70 分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作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℃となり 1, 200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。</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ことから，時間余裕がある。</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離操作（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操作（現場）は事象発生 の 8 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>第 2. 3. 3-19 図から第 2. 3. 3-21 図に示すとおり，操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し，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）までに操作を実施する場合，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ことを感度解析により確認しているため，55 分程度の時間余裕は確保されている。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生 の約 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</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>操作条件の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ことから、時間余裕がある。</p> <p>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は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり、約 20 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後としており、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。</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。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.3.4.4 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 再閉失敗」において、6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は、「7.1.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 32 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。</p> <p>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>(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、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>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</p>	<p>大型ポンプの準備完了を事象発生 3 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の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、評価上は事象発生 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.3.3.4 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 24 名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 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>(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（ＴＢＰ）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>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 2,100m<sup>3</sup>の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 4,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能であり，水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。</p>	<p>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 2,160m<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>，北側淡水池に 2,500m<sup>3</sup>及び高所淡水池に 2,500m<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，7 日間の対応が可能である。</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，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 504kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による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 21kL 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 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 655kL）。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 100kL）にて合計約 2,140kL 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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。</p>	<p>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>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 号炉で約 1,174kW，7 号炉で約 1,184kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 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，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>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，交流動力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>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.4.5 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。</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，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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，残留熱除去系（低圧注水モード）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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード），格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。</p> <p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから，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</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（ＴＢＰ）」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（ＴＢＰ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」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＋ＨＰＣＳ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，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。</p> <p>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「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
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。	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に対して有効である。	



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

第 7. 1. 3. 4－1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の重大事故等対策について(1/2)		有効性評価上期待する事故対処設備	
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し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。	所内蓄電式直流電源設備	－
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により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。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、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。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
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）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を建造直前に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（R/L）
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、逃がし安全弁 2 個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備	－
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉が急速減圧操作後に、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（R/L）
代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。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ィ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、異なる時間間隔除去系の役割を使用し、同時に実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（R/L）

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

193777



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

柏崎刈羽発電所6／7号機

前ページと同じ

第 7.1.3.4-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DC 喪失）+SRV 再開失敗」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			
		常設設備	可搬型設備		計装設備
			可搬型設備	計装設備	
全交流動力電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスタムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により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。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開閉着によって、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。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	
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）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を建造直後に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（4tL）	—	
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、逃がし安全弁 2 個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（4tL）	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (RR A 系代替注水流量)	
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	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。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、異なる時間間隔除去系の役割を使用し、同時に実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（4tL）	格納容器内圧力 (D/F) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (RR B 系代替注水流量) 復水補給水系統流量 (RR A 系代替注水流量)	

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

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 ・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	—	—	—
電源確保操作対応	・外部電源の回復操作を実施する。 ・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 ・逃がし安全弁の開閉着により原子炉圧力が低下していることから、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場合は、原子炉注水が開始される。 ・可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放により、原子炉減圧操作を実施する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	逃がし安全弁（自動減圧機能）	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系（可搬型）)	・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により、原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)

■：有効性評価上考慮しない操作



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

柏崎刈羽発電所6／7号機

前ページと同じ

第 7. 1. 3. 4－1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再開失敗」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスタムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により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。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、速がい安全弁 1 個の開閉着によって、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。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
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）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を建造直後に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（4tL）	—
速がい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、速がい安全弁 2 個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備 速がい安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA)
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（4tL）	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水補給水系統流量 (RR A 系代替注水流量)
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	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。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、異なる時間間隔除去系の役割を使用し、同時に実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリー（4tL）	格納容器内圧力 (D/P) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (RR B 系代替注水流量) 復水補給水系統流量 (RR A 系代替注水流量)

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

東海第二発電所

備 考

第 2. 3. 3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故対策について（3/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
タンクローリーによる燃料補給操作	・タンクローリー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への燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリー	—
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後、中央制御室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離しを実施する。	所内常設直流電源設備	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に到達に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバース 力 低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量 サブプレッジョン・プールの水位 緊急用M/C電圧
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
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、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。	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧

2. 3. 3-32



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

柏崎刈羽発電所6／7号機

前ページと同じ

第 7. 1. 3. 4－1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再開失敗」の重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器圧力速がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0. 31MPa[ange]に到達した場合、格納容器圧力速がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力速がし装置 副圧強化ベント系 所内蓄電式直電源設備	—	格納容器内圧力 (D W) サブプレッショ ン・チェンバ、プール水位 格納容器内蓄電直電機除熱レベル (D W) 格納容器内蓄電直電機除熱レベル (S C) ワイヤル 装置内圧力 ワイヤル 装置出口格納容器モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
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後、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実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（44L, 104L）	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
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	残留熱除去系（低圧注水モード）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、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、プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【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）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（44L, 104L）	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 サブプレッショ ン・チェンバ、プール水温度

【 】：重大事故等対応設備（設計基準仕様）

東海第二発電所

備 考

第 2. 3. 3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故対策について（4/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線受電後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・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。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水量 サブプレッショ ン・チェンバ圧力 ドライウエル圧力 サブプレッショ ン・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作



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

柏崎刈羽発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考																																																																																				
<div>第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（1/6）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP</td><td>—</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3,926MWt</td><td>定格原子炉熱出力として設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力</td><td>7.07MPa[gage]</td><td>定格原子炉圧力として設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）</td><td>通常運転時の原子炉水位として設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>52,200t/h</td><td>定格流量として設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約 278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約 10℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃料</td><td>9×9 燃料（A 型）</td><td>—</td></tr><tr><td>最大線出力密度</td><td>44.0kW/m</td><td>設計限界値として設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t</td><td>サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定</td></tr><tr><td>格納容器容積（ドライウエル）</td><td>7,350m³</td><td>ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>格納容器容積（ウェットウエル）</td><td>空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³</td><td>ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>真空破壊装置</td><td>3.43kPa （ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）</td><td>真空破壊装置の設定値</td></tr><tr><td>サブプレッション・チェンバ・プール水位</td><td>7.05m（通常運転水位）</td><td>通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定</td></tr></table> <div>初期条件</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	燃料	9×9 燃料（A 型）	—	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定	<div>第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（1/7）</div> <table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP</td><td>本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3,293MW</td><td>定格熱出力を設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）</td><td>6.93MPa[gage]</td><td>定格圧力を設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）</td><td>通常運転水位を設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>48,300t/h</td><td>定格流量を設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約 278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約 9℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃 料</td><td>9 × 9 燃料（A 型）</td><td>9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定</td></tr><tr><td>燃料棒最大線出力密度</td><td>44.0kW/m</td><td>初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）</td><td>崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定</td></tr><tr><td>格納容器圧力</td><td>5kPa[gage]</td><td>格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定</td></tr><tr><td>格納容器雰囲気温度</td><td>57℃</td><td>ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定</td></tr></table> <div>2.3.3-34</div>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値	燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																				
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—																																																																																				
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定																																																																																				
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定																																																																																				
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定																																																																																				
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定																																																																																				
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値																																																																																				
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値																																																																																				
燃料	9×9 燃料（A 型）	—																																																																																				
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定																																																																																				
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定																																																																																				
格納容器容積（ドライウエル）	7,350m³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																				
格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																				
真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値																																																																																				
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定																																																																																				
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																				
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード																																																																																				
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定																																																																																				
原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定																																																																																				
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定																																																																																				
炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定																																																																																				
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値																																																																																				
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値																																																																																				
燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定																																																																																				
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定																																																																																				
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定																																																																																				
格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定																																																																																				
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定																																																																																				



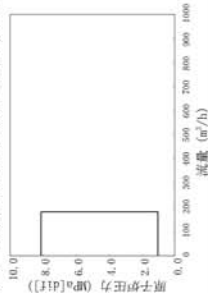
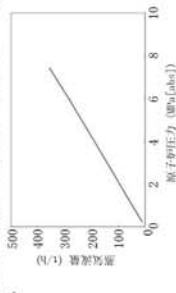
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機		東海第二発電所		備 考
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（2/6）				
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブレーション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定	
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定	
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
	外部水源の温度	原子炉隔離時冷却系による注水時：50℃ 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：40℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 淡水貯水池の水温を参考に設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	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して設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定	
	外部電源	逃がし安全弁 1 個閉固着	本事故シークエンスにおける前提条件	
		外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	
10-7-1-296				

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（2/7）				
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定	
	格納容器（ウェットウエル）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 気相部：3,300m <sup>3</sup>	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転における下限値を設定	
	サブレーション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転における下限値を設定	
	サブレーション・プール水温	32℃	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転における上限値を設定	
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウエル－サブレーション・チェンバ間差圧）	設計値を設定	
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替淡水貯槽、北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 弁閉固着	本重要事故シークエンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の閉固着を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない	
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	
2.3.3-35				



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

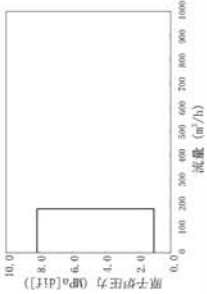
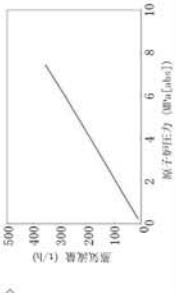
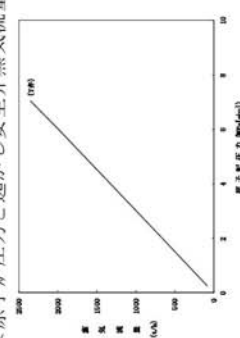
第 7.1.3.4－2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（3/6）		東海第二発電所		備 考
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
原子炉スクラム信号		タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
原子炉隔離時冷却系		原子炉水位低（レベル2）にて自動起 動 182m <sup>3</sup> /h (8.12～1.03MPa[diff]にお いて) にて注水	原子炉隔離時冷却 系ポンプによる注 水特性 	
重大事故等対策に関する機器条件  逃がし安全弁		逃がし弁機能 7.51MPa[gage] ×1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] ×1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] ×4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] ×4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] ×4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage] ×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個 を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気量の 関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉 圧力の関係から設定	
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（3/7）				
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方	
原子炉スクラム		原子炉水位低（レベル3）信号 (遅れ時間：1.05 秒)	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タービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定	
主蒸気隔離弁		事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定	
再循環ポンプ		事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定	
重大事故等対策に関する機器条件				

10－7－1－297

2.3.3-36

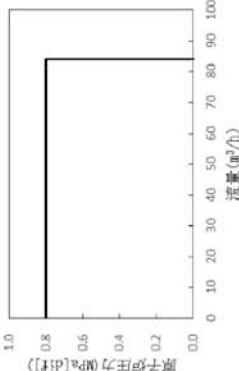
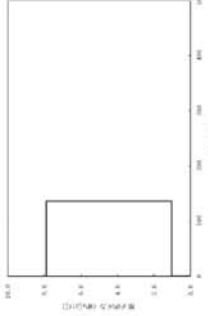
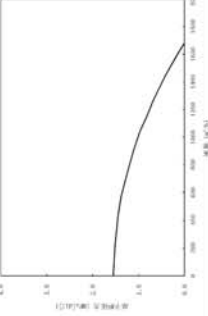


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6／7号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ		第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（3/6）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定		
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起 動 182m <sup>3</sup> /h（8.12～1.03MPa〔dif〕にお いて）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 		原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし弁機能 7.51MPa〔gage〕×1 個，363t/h/個 7.58MPa〔gage〕×1 個，367t/h/個 7.65MPa〔gage〕×4 個，370t/h/個 7.72MPa〔gage〕×4 個，373t/h/個 7.79MPa〔gage〕×4 個，377t/h/個 7.86MPa〔gage〕×4 個，380t/h/個	逃がし弁機能の設計値として設定		
	逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個 を開することによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気量の 関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉 圧力の関係から設定		
重大事故等対策に関連する機器条件		第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（4/7）		
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方		
逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa〔gage〕×2 個，385.2t/h/個 8.10MPa〔gage〕×4 個，400.5t/h/個 8.17MPa〔gage〕×4 個，403.9t/h/個 8.24MPa〔gage〕×4 個，407.2t/h/個 8.31MPa〔gage〕×4 個，410.6t/h/個 （原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6 弁を開放するこ とによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 弁と合わせ て 7 弁で原子炉減圧） ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高め に維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に 到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において 高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を 実施する事故シナリケンスにおいては，評価項目に対して厳し い条件となる		
	重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関 係から設定		
10－7－1－297		2.3.3-37		

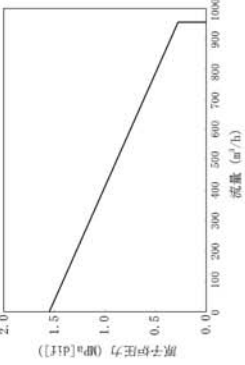
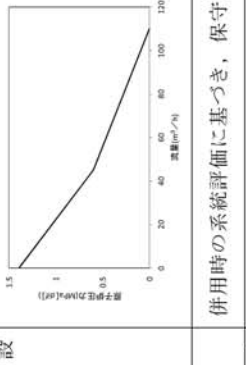


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（4/6）		柏崎刈羽発電所 6／7 号機		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	低圧代替注水系（可搬型）	84m <sup>3</sup> /h（格納容器スブレイ実施前）	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水特性
		40m <sup>3</sup> /h（格納容器スブレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで） 原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定	
		代替格納容器スブレイ冷却系（可搬型）	80m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスブレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスブレイ流量を考慮し設定
		格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa [gage] における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブレーション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定		
10-7-1-298				
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（5/7）		東海第二発電所		
重大事故等対策に関連する機器条件	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が 1.04MPa [gage] まで低下した時点で停止  最小流量特性 ・注水特性：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa [dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 	
	残留熱除去系（低圧注水系）	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し、原子炉注水停止中に格納容器スブレイを実施  最小流量特性 注水流量：0～1.676m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0～1.55MPa [dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 	
2.3.3-38				
		備考		



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

柏崎刈羽発電所 6／7号機		東海第二発電所		備 考
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 25.5 時間後に手動起動し，954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[diff]) にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 	残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	残留熱除去系（サブプレッショ・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッショ・チェンバ・プール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	
10-7-1-299				
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量：0～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～1.4MPa[diff]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 	
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定） サブプレッショ・チェンバ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し，279kPa[gage] に到達した場合は再開	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定  格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定） 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・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10 <sup>3</sup> t/h (95%：ドライウエル，5%：サブプレッショ・チェンバ) 伝熱容量：約 43MW (サブプレッショ・プール水温 100℃，海水温度 32℃において)	設計値を設定  残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	
2.3.3-39				



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

柏崎刈羽発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
第7.1.3.4-2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗）(6/6)	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	事象発生 4 時間後	低圧代替注水系（可搬型）の準備時間を考慮して設定	
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後（事象発生から 4 時間後）	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定	
	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 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事象時の最高圧力を踏まえて設定	
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	
	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）運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後、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機能回復を踏まえて設定	
	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）運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後、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の準備時間を踏まえて設定	
	重大事故等対策に関連する操作条件			
10-7-1-300		第2.3.3-2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））(7/7)		
重大事故等対策に関連する操作条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定	
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定	
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定	
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	
	2.3.3-40			

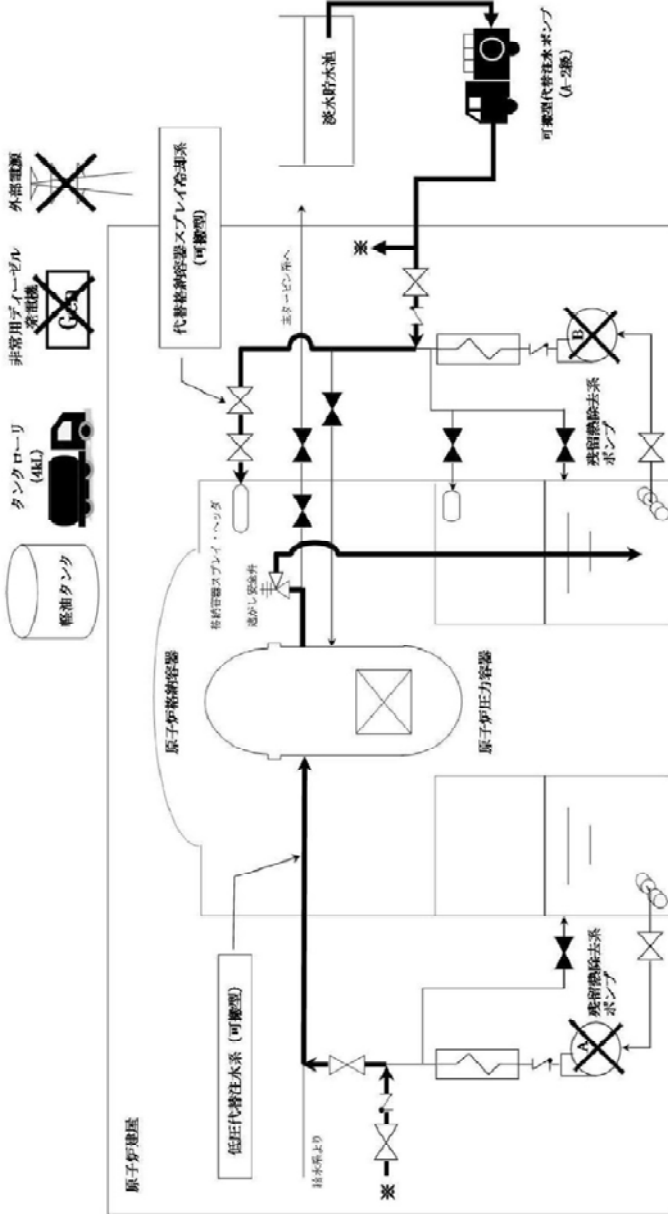
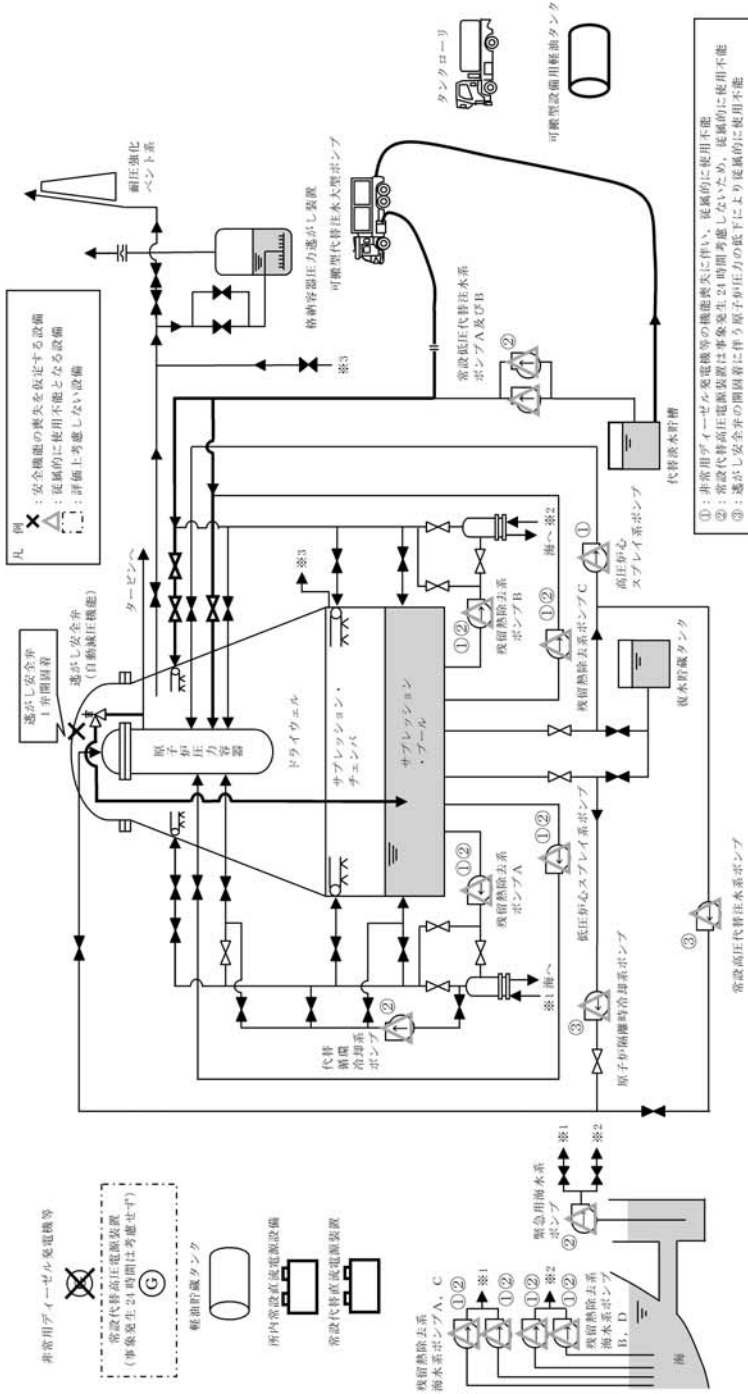


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="296 525 831 1722"></div> <div data-bbox="920 504 1098 1722"><p>第7.1.3.4-1図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図（1/4） （原子炉注水）</p></div>	<div data-bbox="1424 399 2107 1722"></div> <div data-bbox="1721 1764 1840 1806"><p>2.3.3-41</p></div> <div data-bbox="2107 609 2196 1533"><p>第2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失（T B P）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3） （原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）</p></div>	



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p data-bbox="958 527 1101 1738">第 7.1.3.4-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 喪失） + SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図（2/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）</p> 	<p data-bbox="1754 1770 1849 1793">2.3.3-42</p>  <p data-bbox="2133 459 2226 1541">第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失（T B P）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3） （可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）</p>	



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

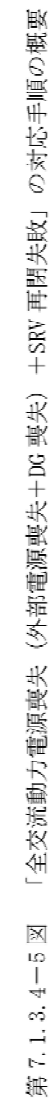
柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<p data-bbox="934 409 1083 1669">第 7.1.3.4-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	<p data-bbox="1751 1774 1855 1795">2.3.3-43</p>	<p data-bbox="2136 619 2196 1543">第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)</p>



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="192 472 816 1585"></div> <p data-bbox="875 430 934 1522">※残熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて，原子炉水位をレベル 3～レベル 8 の範囲で維持する。</p> <p data-bbox="994 430 1142 1638">第 7.1.3.4－4 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図（4/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）</p>		



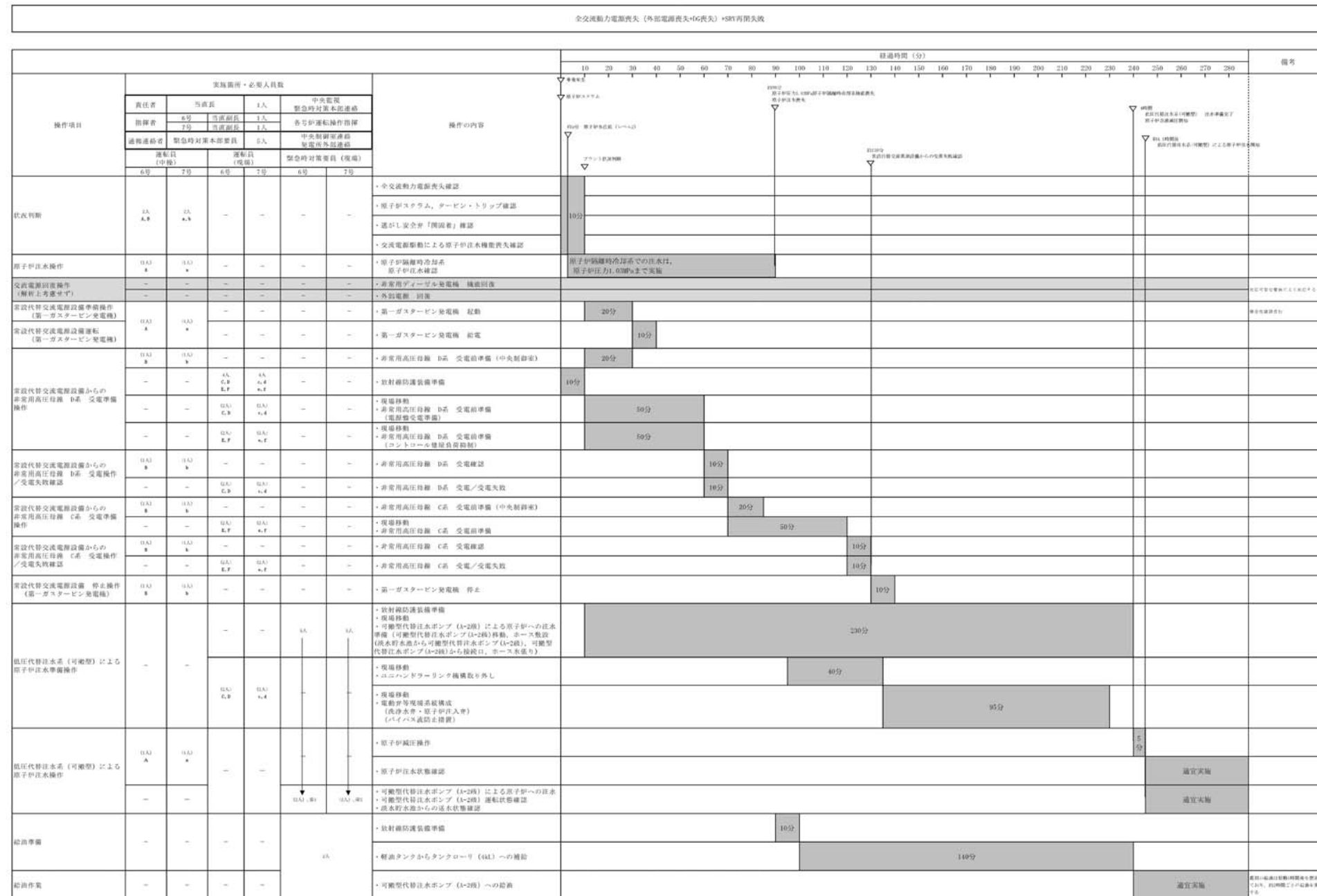




[illegible]



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



第 7.1.3.4-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」の作業と所要時間(1/2)



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

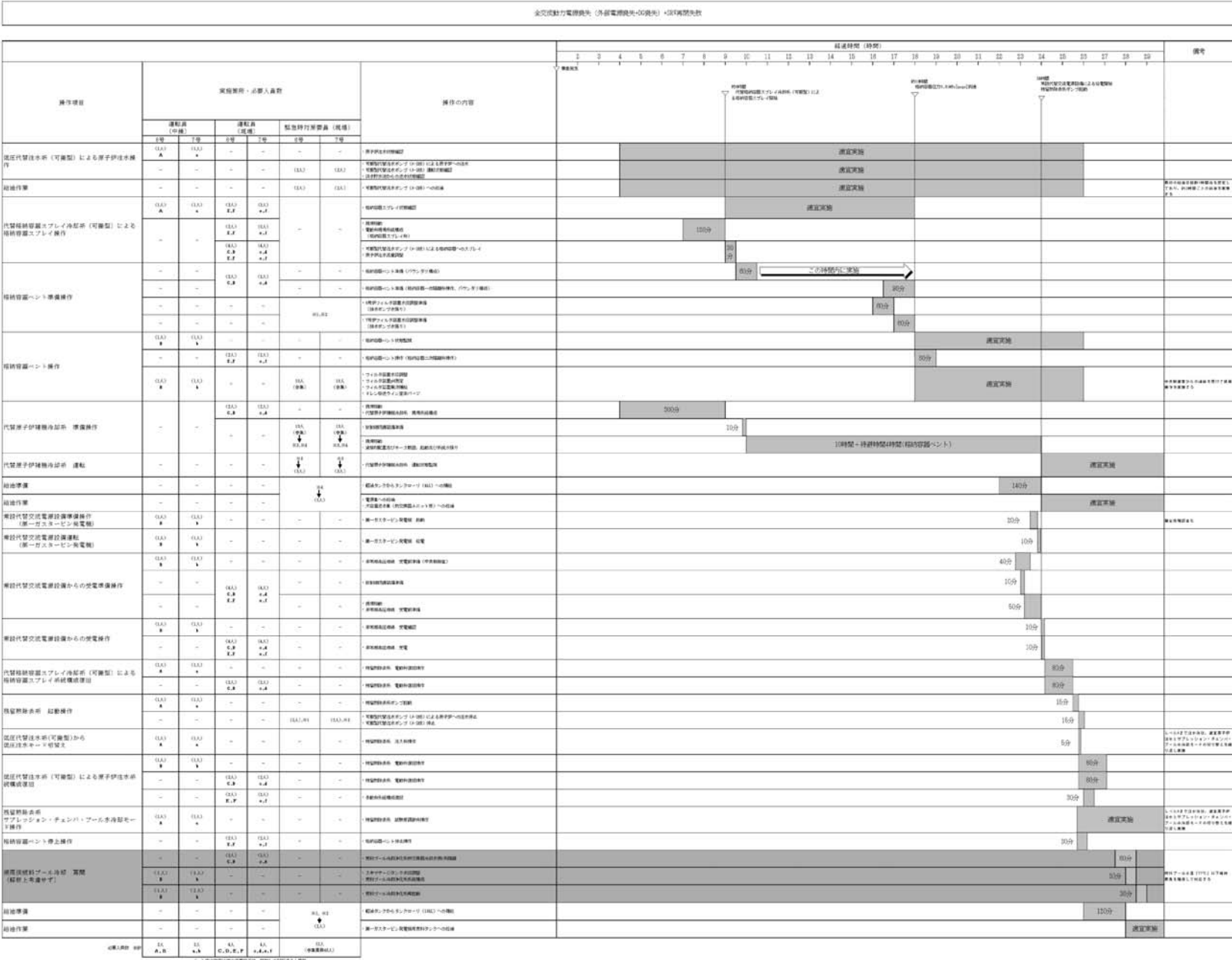
東海第二発電所										備 考
全交流動力電源喪失（T B P）										
				経過時間（分）						
				0	10	20	30	40	50	60
				70	80	90	100	110	120	備考
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 事象発生 原子炉スクラム ▽ ブラント状況判断  ▽ 約79分 原子炉圧力1.04MPa到達 （原子炉隔離時冷却系停止）					
	責任者	発電長	1人							
	補佐	副発電長	1人							
	通報連絡者	災害対策要員	2人							
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）							
状況判断	2人 A、B	—	—	●原子炉スクラムの確認	10分					
				●外部電源喪失の確認						
				●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認						
				●タービン停止の確認						
				●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認						
				●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認						
				●逃がし安全弁閉鎖の確認						
				●再循環ポンプ停止の確認						
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8） 設定点の間に維持				
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分					
	【1人】 B	—	—	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2分					
電源確保操作対 応	—	—	2人 a、b	●電源回復操作		適宜実施				解析上考慮しない
可搬型代替注水 大型ポンプを用 いた低圧代替注水 系（可搬型）の起 動準備操作	—	—	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等		170分				アクセスルート復旧時間等含む
	—	3人 C、D、E	3人 m、n、o	●原子炉注水のための系統構成		125分				
直流電源の負荷切 断操作 （中央制御室）	【1人】 B	—	—	●不要負荷の切断操作			6分			

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失（T B P）の作業と所要時間（1／2）



柏崎刈羽発電所6 / 7号機

備考



第 7.1.3.4-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」の作業と所要時間(2/2)



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

東海第二発電所

備考

全交流動力電源喪失（T B P）						
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）	備考
					481216202428323640	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		3時間1分 原子炉減圧操作 8時間 直流電源の負荷切離操作（現場） 約14時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa〔gage〕到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	—	10人 a～i	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間等含む
	—	—	【2人】 c,d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後、適宜監視	
	—	3人 C,B,E	3人 B,C,B,D	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
タンクローリによる燃料補給操作	—	—	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）6弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	—	【2人】 C,B	2人 (招集)	●原子炉注水の流量調整	系統構成後、適宜流量調整	
直流電源の負荷切り離し操作(現場)	—	【1人】 E	【1人】 a	●不要負荷の切離操作	50 分	
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	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備	35 分	
	—	【1人】 E	【1人】 a	●非常用母線の受電準備	75 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	—	【1人】 E	【3人】 B,C,B,D 2人 (招集)	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整	175 分	系統構成後、適宜流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ●非常用母線の受電	8 分 5 分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	—	—	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	4 分 2 分	原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施
使用済燃料プールの冷却	—	【1人】 C	【1人】 (招集)	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	
	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作	20 分 15 分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する  解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,B,E	15人 a～o 及び招集6人			

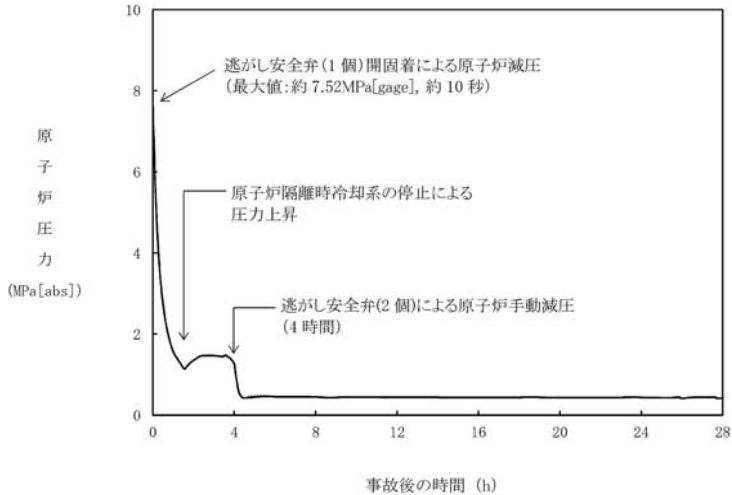
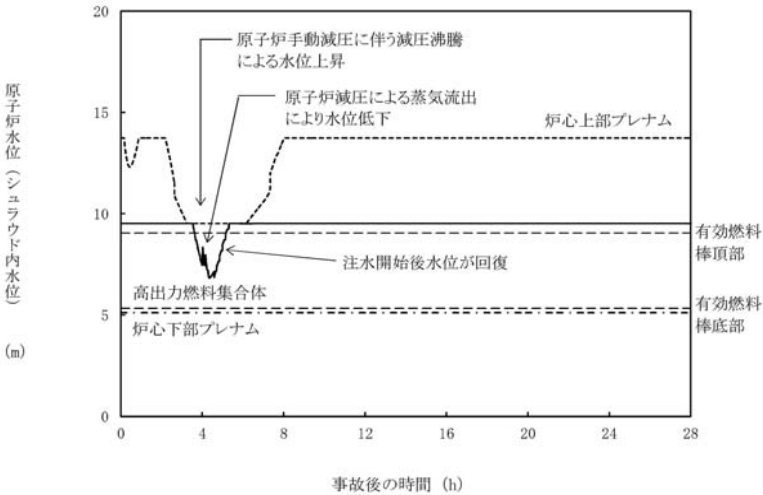
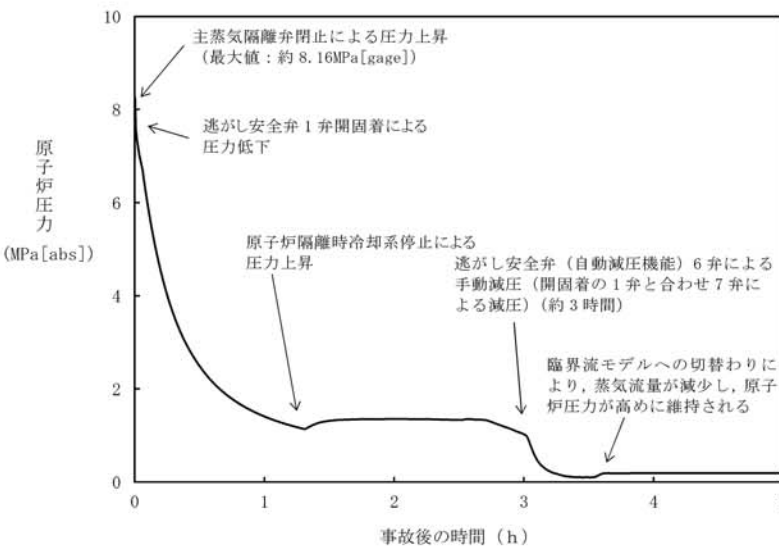
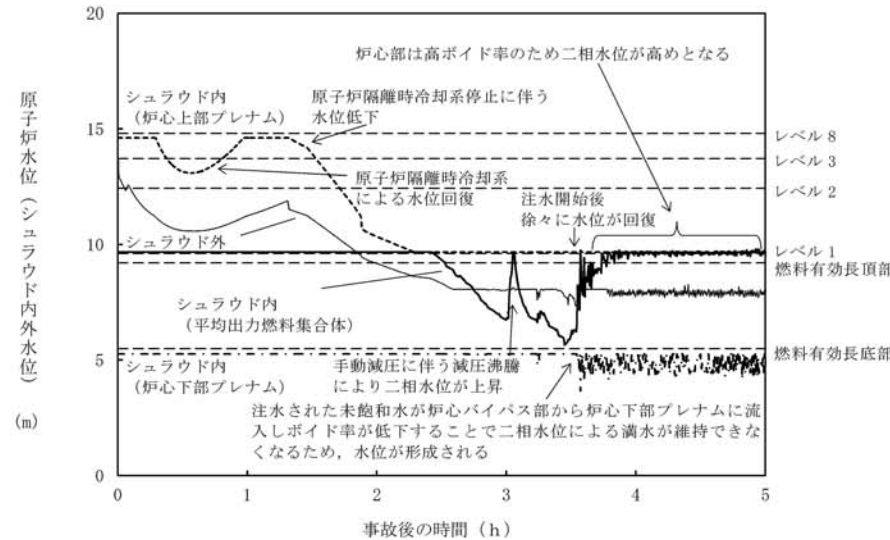
第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失（T B P）の作業と所要時間（2／2）

2.3.3-46

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失（T B P）の作業と所要時間（2／2）

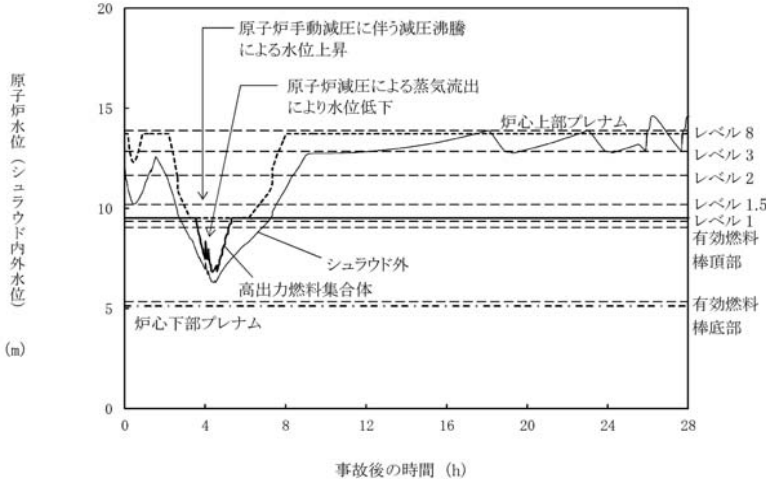
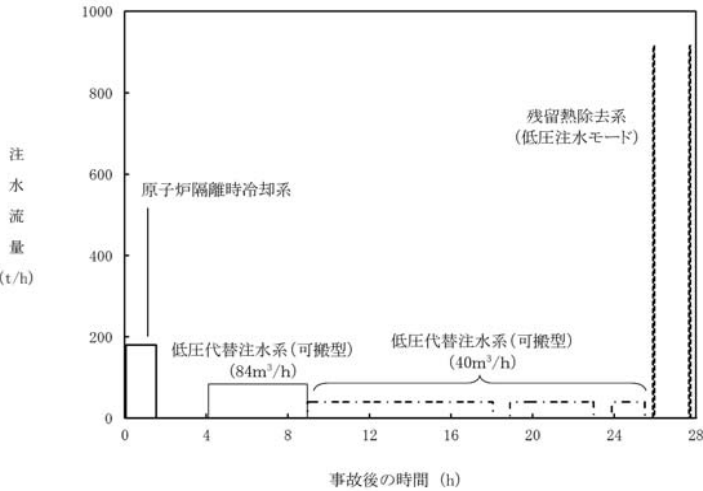
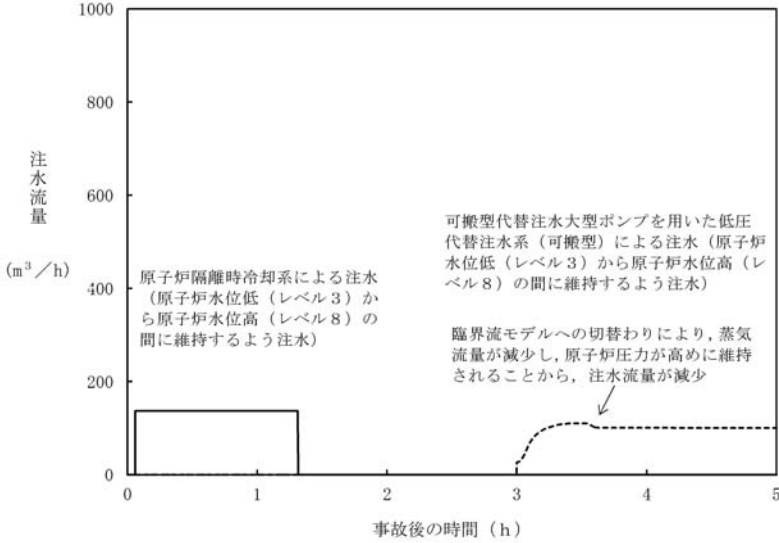


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

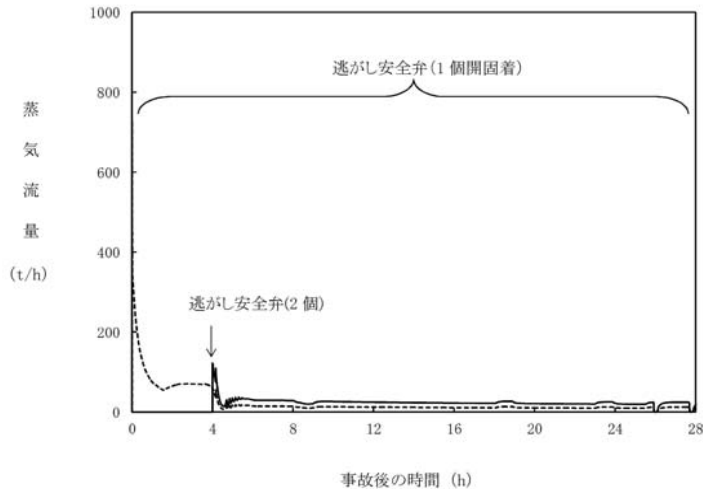
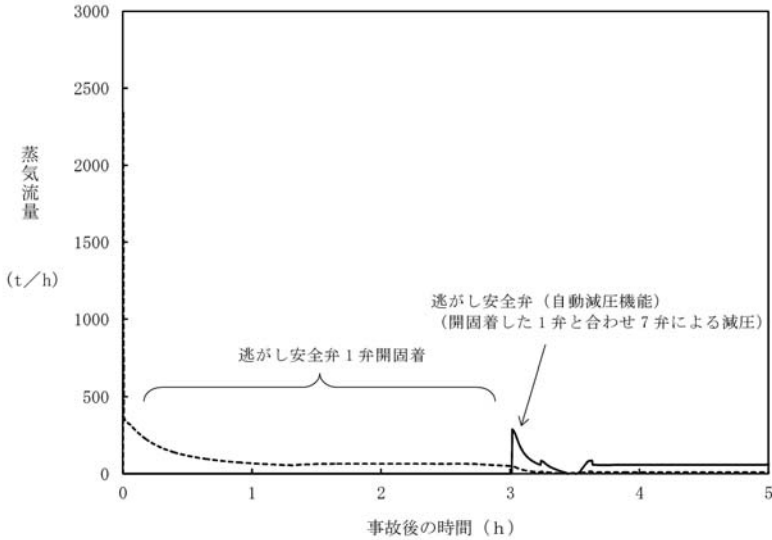
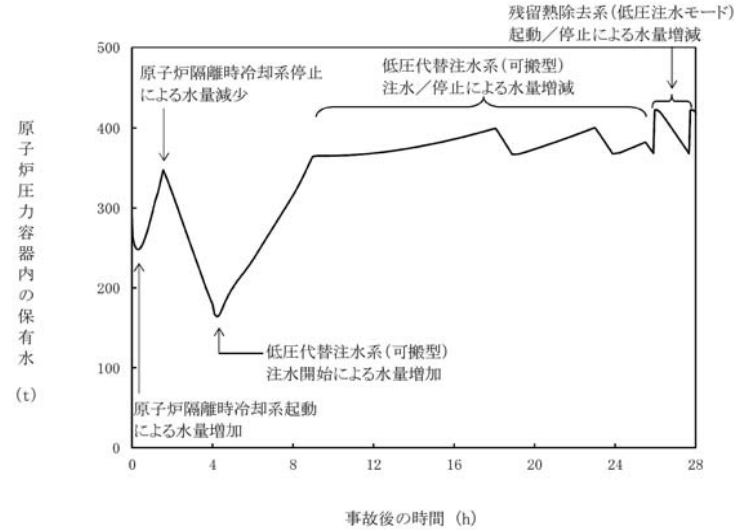
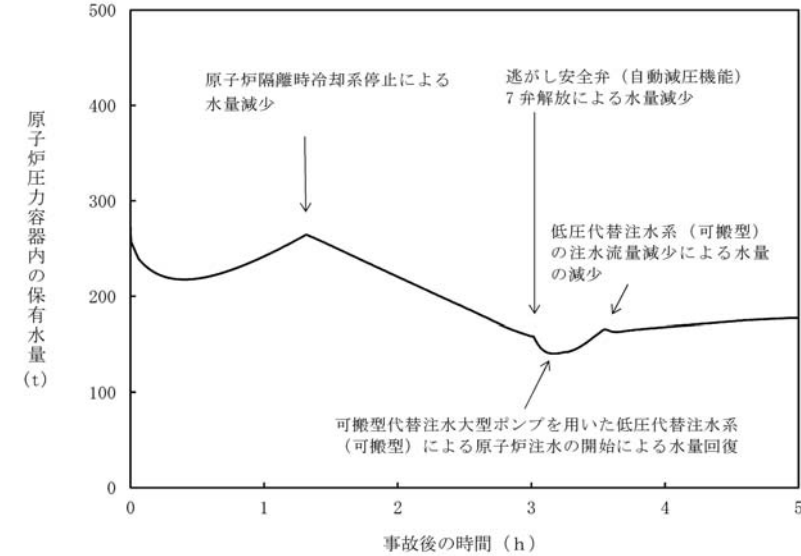
柏崎刈羽発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 3. 4－7 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 7. 1. 3. 4－8 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p></div>	<div><p>第 2. 3. 3-4 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 2. 3. 3-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※</p></div> <p>※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>	<p>10－7－1－391</p> <p>2. 3. 3-47</p>



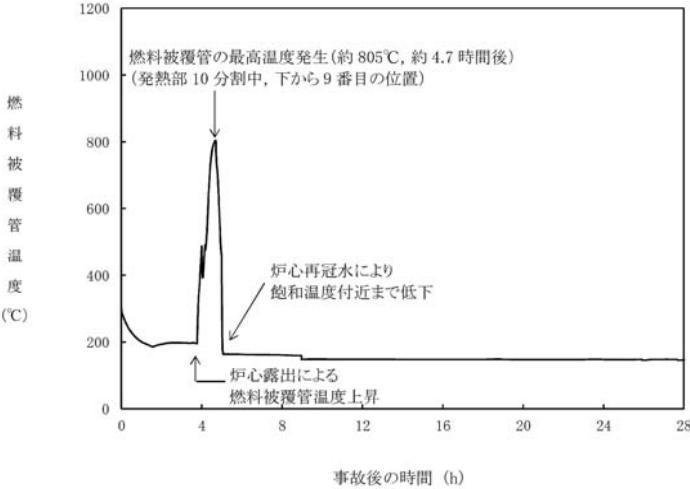
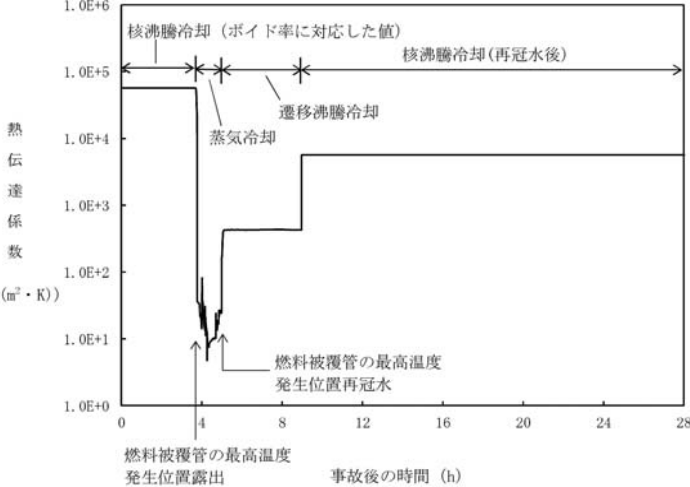
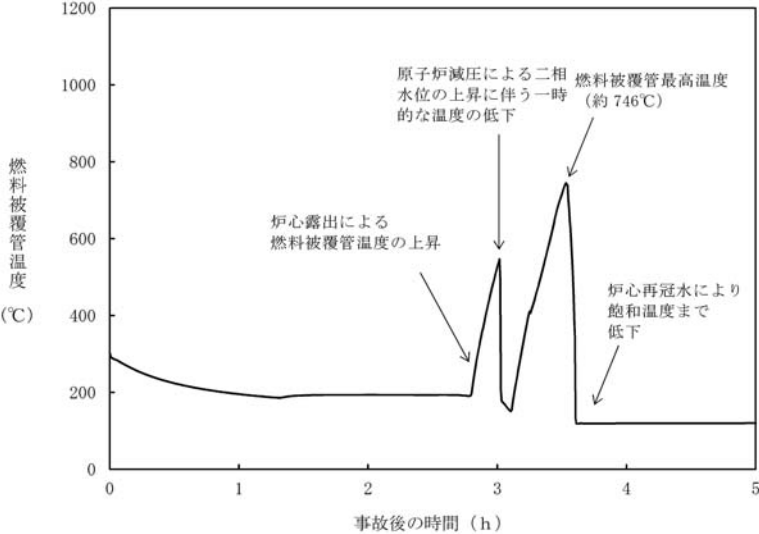
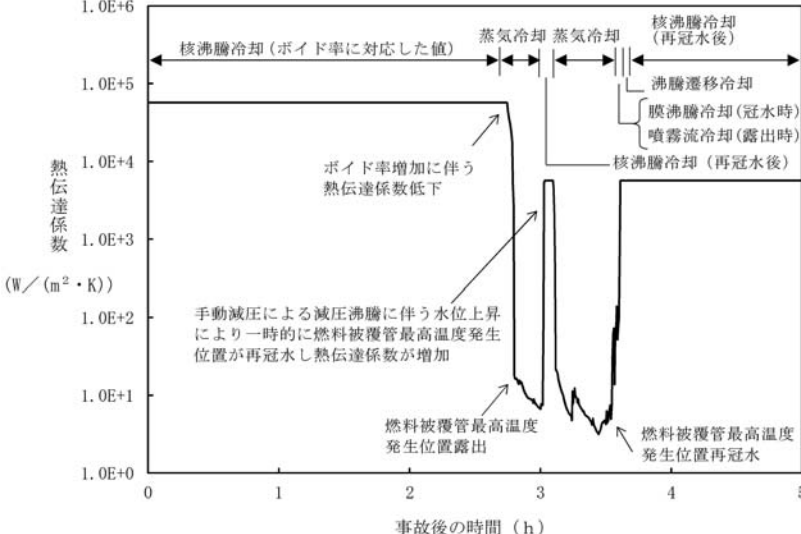
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.4－9 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p><p>第 7.1.3.4－10 図 注水流量の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.3-6 図 注水流量の推移</p></div>	<div>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</div>



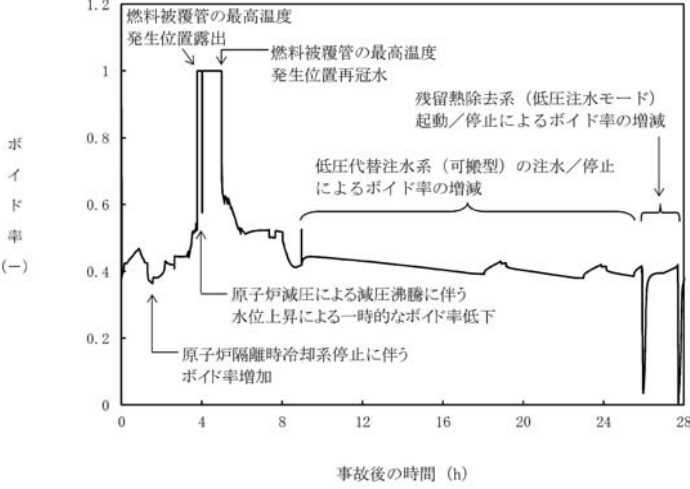
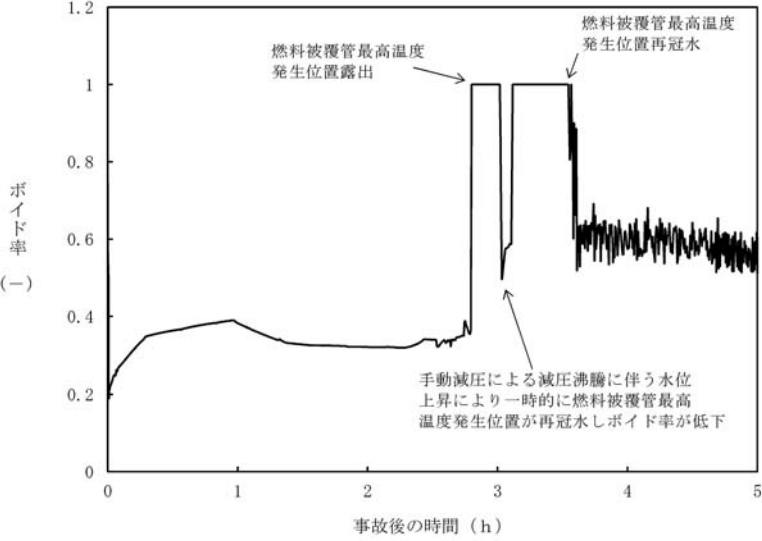
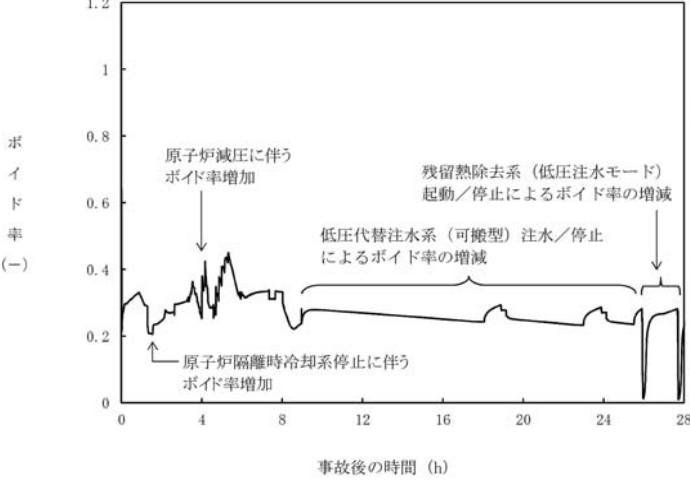
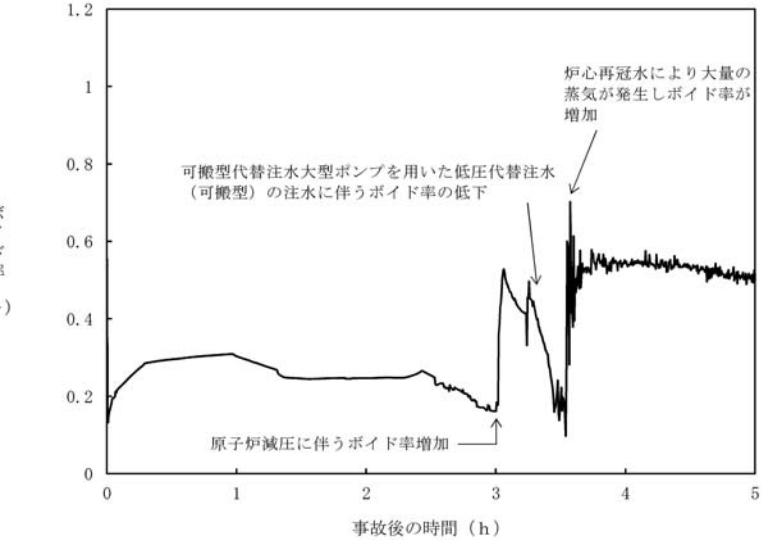
柏崎刈羽発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.4－11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.3-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>2.3.3-48</p></div>	
<div><p>第 7.1.3.4－12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.3-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p></div>	



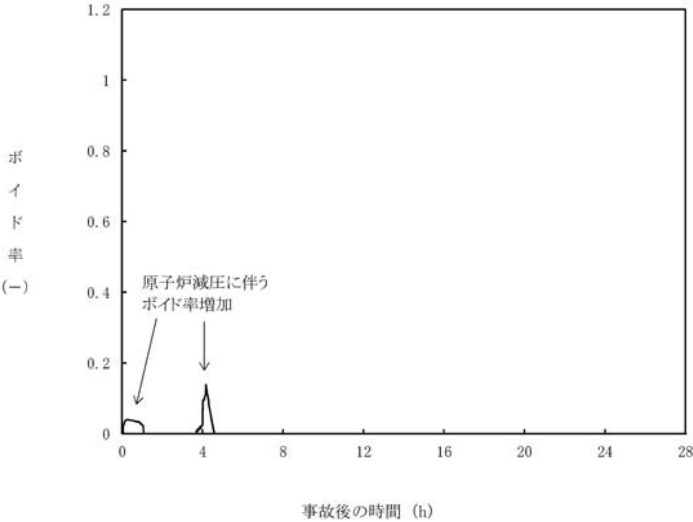
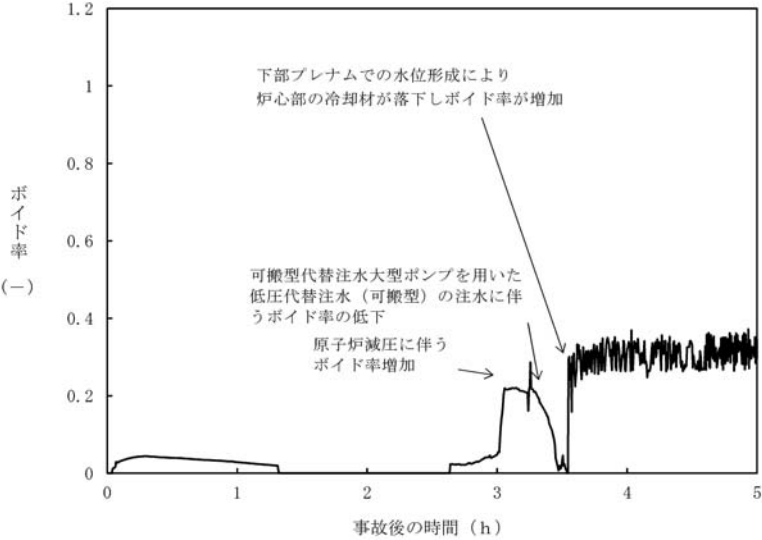
柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 3. 4－13 図 燃料被覆管温度の推移</p><p>第 7. 1. 3. 4－14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p></div>	<div><p>第 2. 3. 3-9 図 燃料被覆管温度の推移</p><p>2. 3. 3-49</p><p>第 2. 3. 3-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p></div>	



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

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.4-15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.3-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p></div>	
<div><p>第 7.1.3.4-16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.3-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p></div>	

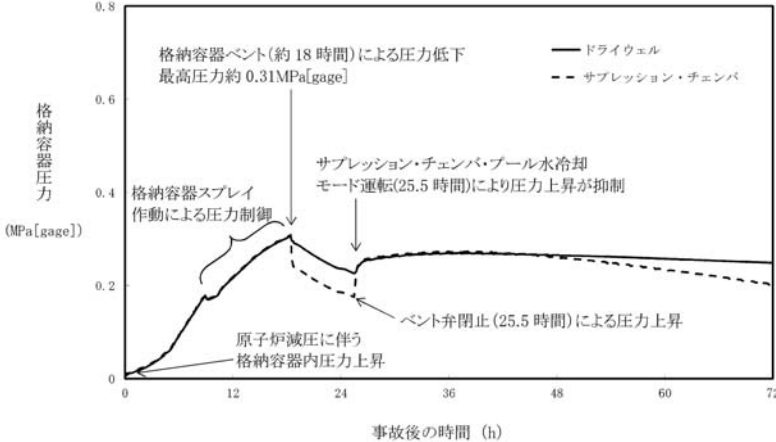
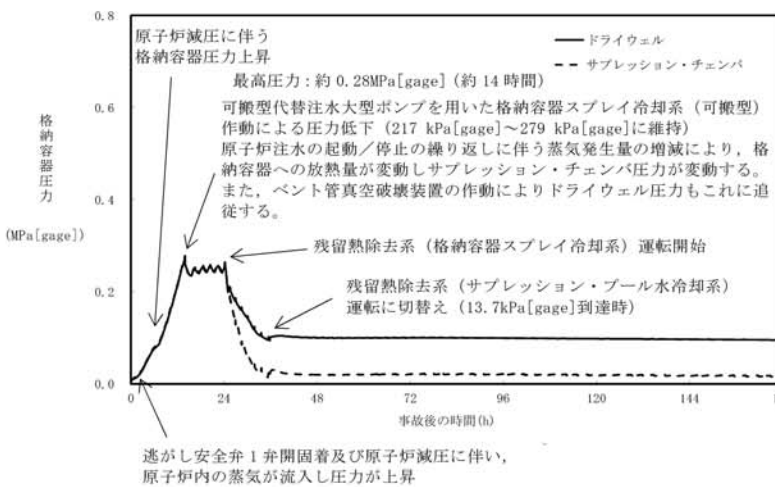
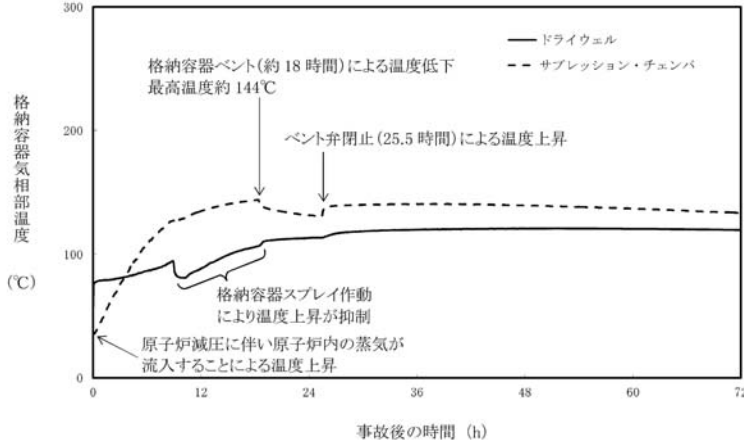
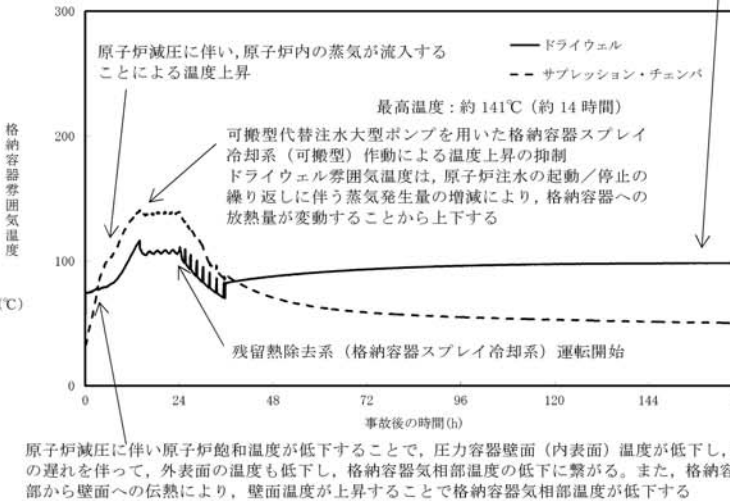


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.4-17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.3-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p><p>2.3.3-51</p></div>	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p><p>燃料被覆管温度 (°C)</p><p>円周方向の応力 (N/mm<sup>2</sup>)</p><p>第 7.1.3.4-18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p><p>10-7-1-397</p></div>	<div><p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p><p>燃料被覆管温度 (°C)</p><p>円周方向の応力 (N/mm<sup>2</sup>)</p><p>第 2.3.3-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p><p>2.3.3-52</p></div>	

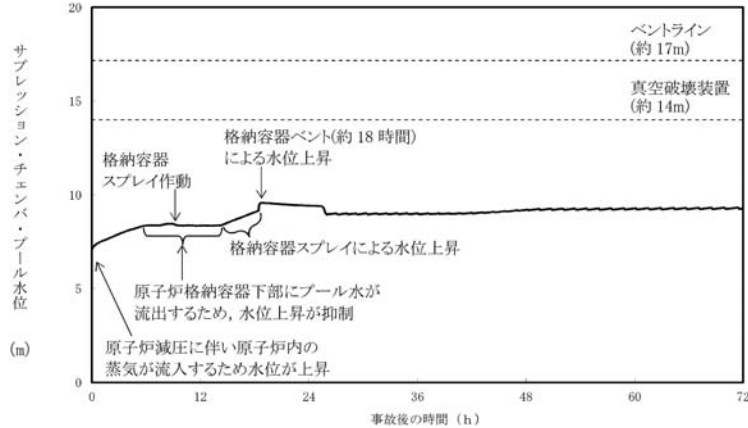
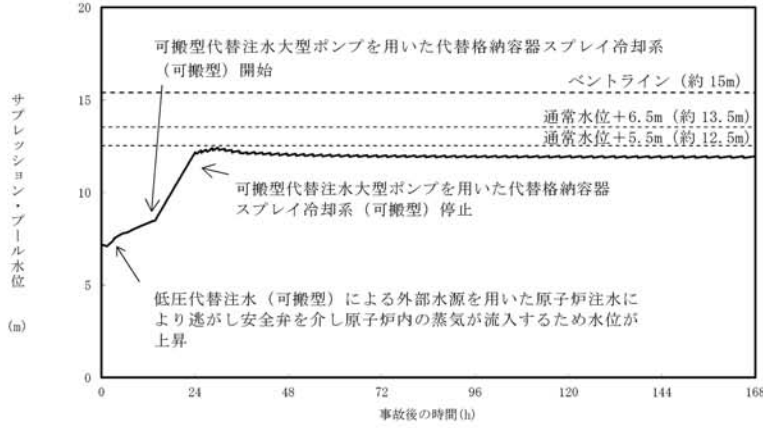
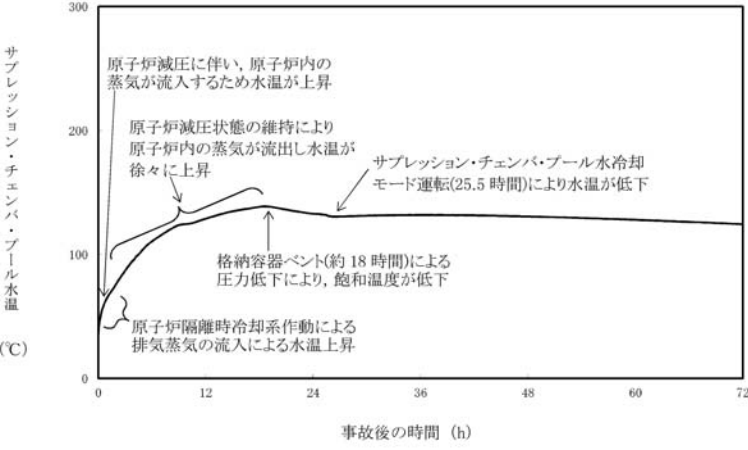
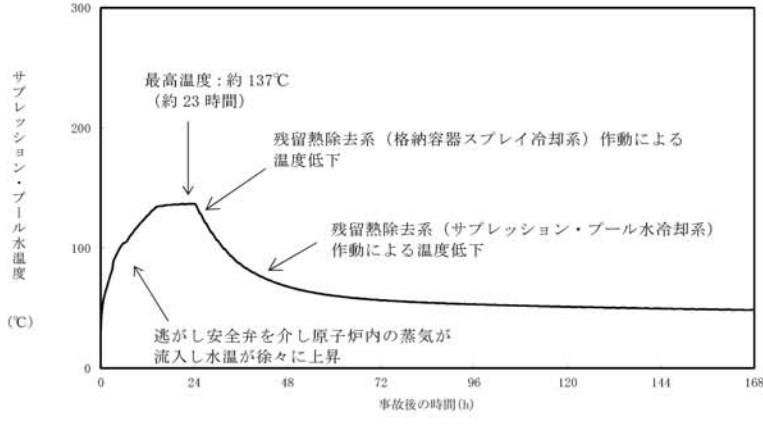


柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 3. 4－19 図 格納容器圧力の推移</p></div>	<div><p>第 2. 3. 3-15 図 格納容器圧力の推移</p></div>	
<div><p>第 7. 1. 3. 4－20 図 格納容器気相部温度の推移</p></div>	<div><p>第 2. 3. 3-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p></div>	
10－7－1－398	2. 3. 3-53	

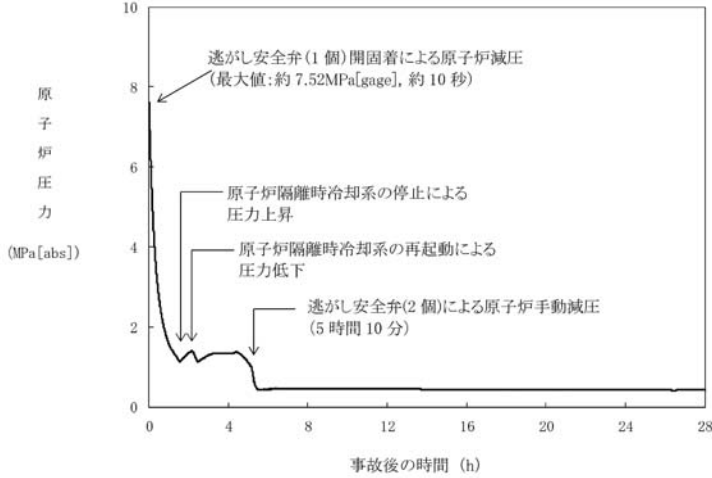
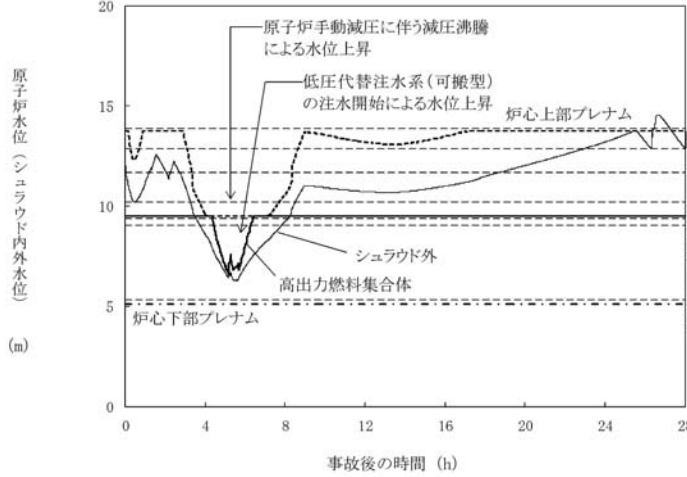
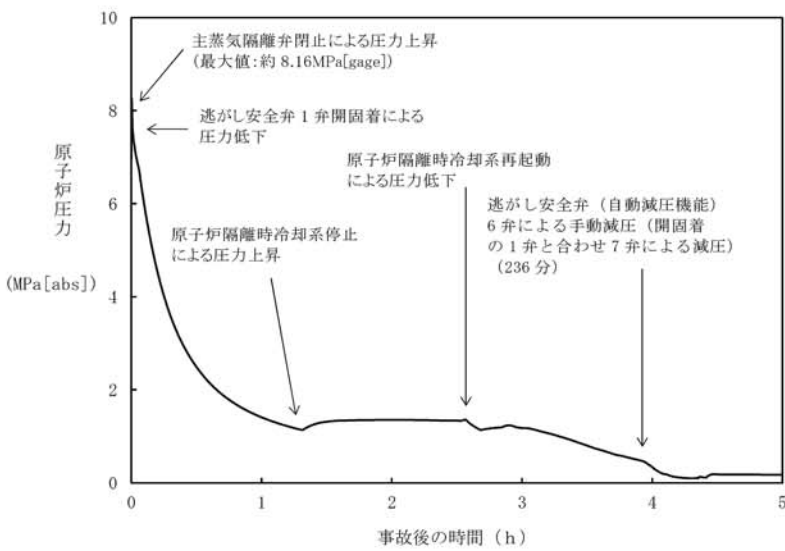
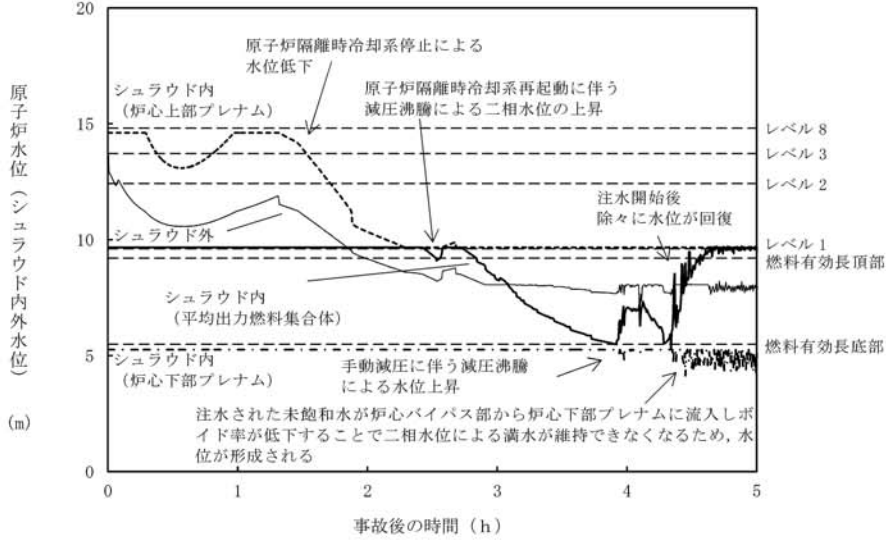


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

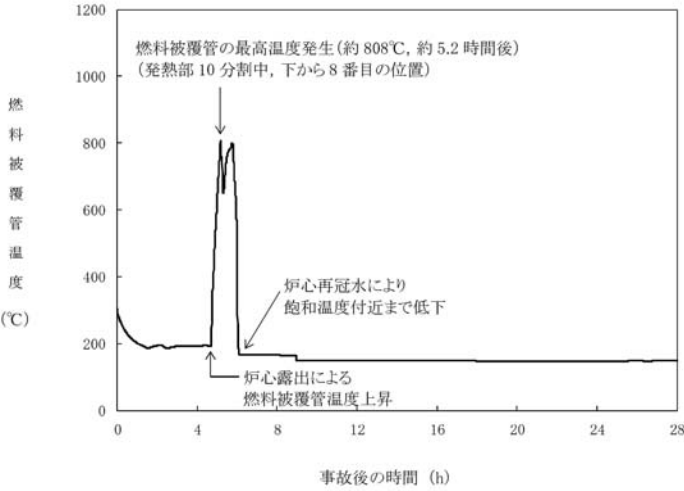
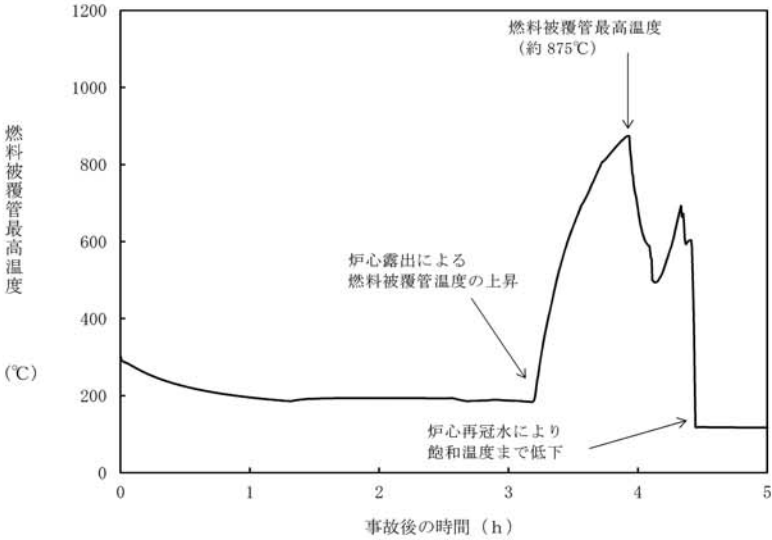
柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>サプレッション・チェンバ・プール水位 (m)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>ベントライン (約 17m)</p><p>真空破壊装置 (約 14m)</p><p>格納容器スプレイ作動</p><p>格納容器ベント(約 18 時間)による水位上昇</p><p>格納容器スプレイによる水位上昇</p><p>原子炉格納容器下部にプール水が流出するため、水位上昇が抑制</p><p>原子炉減圧に伴い原子炉内の蒸気が流入するため水位が上昇</p></div> <p>第 7.1.3.4-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<div><p>サプレッション・プール水位 (m)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 開始</p><p>ベントライン (約 15m)</p><p>通常水位+6.5m (約 13.5m)</p><p>通常水位+5.5m (約 12.5m)</p><p>可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 停止</p><p>低圧代替注水 (可搬型) による外部水源を用いた原子炉注水により逃がし安全弁を介し原子炉内の蒸気が流入するため水位が上昇</p></div> <p>第 2.3.3-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<div><p>サプレッション・チェンバ・プール水温 (°C)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>原子炉減圧に伴い、原子炉内の蒸気が流入するため水温が上昇</p><p>原子炉減圧状態の維持により原子炉内の蒸気が流出し水温が徐々に上昇</p><p>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転(25.5 時間)により水温が低下</p><p>格納容器ベント(約 18 時間)による圧力低下により、飽和温度が低下</p><p>原子炉隔離時冷却系作動による排気蒸気の流入による水温上昇</p></div> <p>第 7.1.3.4-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<div><p>サプレッション・プール水温度 (°C)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>最高温度: 約 137°C (約 23 時間)</p><p>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 作動による温度低下</p><p>残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却系) 作動による温度低下</p><p>逃がし安全弁を介し原子炉内の蒸気が流入し水温が徐々に上昇</p></div> <p>第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	
10-7-1-399	2.3.3-54	



柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.3.4-23 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p><p>第 7.1.3.4-24 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p></div>	<div><p>第 2.3.3-19 図 原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）</p><p>第 2.3.3-20 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 55 分）</p></div>	
10-7-1-400	2.3.3-55	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>燃料被覆管の最高温度発生(約 808℃, 約 5.2 時間後) (発熱部 10 分割中, 下から 8 番目の位置)</p><p>燃料被覆管温度 (℃)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p><p>炉心露出による燃料被覆管温度上昇</p></div> <div>第 7. 1. 3. 4－25 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移</div> <div>10－7－1－401</div>	<div><p>燃料被覆管最高温度 (約 875℃)</p><p>燃料被覆管最高温度 (℃)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>炉心再冠水により飽和温度まで低下</p><p>炉心露出による燃料被覆管温度の上昇</p></div> <div>第 2. 3. 3-21 図 原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）</div> <div>2. 3. 3-56</div>	