

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-9 改9
提出年月日	平成30年2月8日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

比較表

平成30年2月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

重大事故等対策の有効性評価

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

2. 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

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）

2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）

2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.1 取水機能が喪失した場合

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.5 原子炉停止機能喪失

2.6 L O C A時注水機能喪失

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）

3. 重大事故

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）

3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合

- 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
 - 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
 - 4. 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
 - 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2
 - 5. 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
 - 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 5.2 全交流動力電源喪失
 - 5.3 原子炉冷却材の流出
 - 5.4 反応度の誤投入
 - 6. 必要な要員及び資源の評価

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

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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</p> <p>6.1 概要</p> <p>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。</p> <p>6.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>6.1.2 評価に当たって考慮する事項</p> <p>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」で重大事故等対策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</p>	<p>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</p> <p>1.1 概要</p> <p>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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 1.1.1）</p> <p>1.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>1.1.2 評価に当たって考慮する事項</p> <p>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、「重大事故等対策設備について」で重大事故等対策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おける重大事故に至るおそ</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>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>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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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期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10^{-4}/炉年程度、格納容器破損頻度は10^{-5}/炉年程度、運転停止中の炉心損傷頻度は10^{-8}/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10^{-4}/炉年程度、格納容器破損頻度は10^{-4}/炉年程度、運転停止中の炉心損傷頻度は10^{-5}/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 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に設計することが求められる構築物、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して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・構築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</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 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に設計することが求められる構築物、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して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PRA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、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1PRA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1PRAの階層イベントツリーを、第1.2-3図に地震レベル1PRAのイベントツリーを、第1.2-4図に津波レベル1PRAの階層イベントツリーを、第1.2-5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1PRA及び津波レベル1PRA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・構築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</p>	<p>・東海第二では、地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAの特徴について記載（記載の充実）</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>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>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 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 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 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となる規模の 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 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 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 b. 高圧注水・減圧機能喪失 c. 全交流動力電源喪失 d. 崩壊熱除去機能喪失</p>	<p>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>津波レベル 1 PRA 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、LOCA 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 LOCA 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. 中小破断 LOCA 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。</p> <p>c. Excessive LOCA 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 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 及び中小破断 LOCA に詳細化しているが、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 b. 高圧注水・減圧機能喪失 c. 全交流動力電源喪失 d. 崩壊熱除去機能喪失</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（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>e. 原子炉停止機能喪失 f. LOCA 時注水機能喪失 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"> ・ Excessive LOCA ・ 計測・制御系喪失 ・ 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） ・ 原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷 ・ 原子炉建屋損傷 <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1PRA 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>e. 原子炉停止機能喪失 f. LOCA時注水機能喪失 g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA） 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"> ・ 防潮堤損傷 ・ 原子炉建屋損傷 ・ 格納容器損傷 ・ 原子炉圧力容器損傷 ・ 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） ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Excessive LOCA） ・ 計装・制御系喪失 <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と考えられる。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>・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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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. 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>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>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>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. 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を起因とする事故シーケンスのうち、逃がし安全弁の再閉鎖に成功する「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。また、過渡事象に比べて緩やかな事象進展となる。</p> <p>また、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスは、代替注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されているため、逃がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が厳しくなる。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>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を起因とする事故シーケンスである「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。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。また、過渡事象に比べて緩やかな事象進展となる。</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>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TB</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、</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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 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個が必要であるため、1個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個で原子炉は減圧する） 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 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TBD及びTBU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TBDは、ほぼTBUと同じと記載しており、実態として違いはない）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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 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 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 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>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含まれる各事故シーケンスは、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、原子炉注水の実施に対する時間余裕及び代替注水設備の設備容量の観点からは差異がないことから、代表性の観点から「外部電源喪失+DG 失敗+HPCS 失敗（RCIC 成功）」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>(b) TBD, TBU 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。 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（TBD）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（TBU）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。 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、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、原子炉注水の実施に対する時間余裕及び代替注水設備の設備容量の観点からは差異がないが、直流電源を喪失する事故シーケンスは代替注水設備の起動に必要な直流電源を緊急用蓄電池から給電するため直流電源の切替操作が必要となることから「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗（TBD）」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>(c) TBP 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個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。 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、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、原子炉注水の実施に対する時間余裕及び代替注水設備の設備容量の観点からは差異がないことから、代表性の観点から「外</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>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</p>	<p>部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS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>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、格納容器の過圧破損の防止に対する時間余裕及び代替除熱設備の設備容量の観点からは差異がない。このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの、事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間、設備容量、及び代表性の観点から「過渡事象＋RHR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＋RHR失敗（RHR故障時）」及び「過渡事象＋RHR失敗（取水機能喪失時）」※を重要事故シーケンスとする。</p> <p>※ 取水機能喪失時（RHR S 喪失時）は低圧ECCSが従属的に機能喪失する。そのため、高圧注水系に成功している場合は崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループで取り扱うが、高圧注水系に失敗した場合は他の事故シーケンスグループ等（高圧・低圧注水機能喪失、全交流動力電源喪失、LOCA時注水機能喪失、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））で重大事故対策の有効性を確認する。</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、過渡事象に比べて緩やかな事象進展となる。</p> <p>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。</p> <p>LOCAを起因とする事故シーケンスについては、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）において、代替除熱手段に係る重大事故等対策の有効性を含めて確認する。</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>原子炉の反応度制御に対する時間余裕及び代替反応度制御設備の設備容量の観点から厳しくなる、過渡事象を起因とする事故シーケンスのうち、「過渡事象＋原</p>	<p>・東海第二では、LOCAを起因事象とする事故シーケンスについても、HPCSによる炉心冷却に成功する場合はPRAの結果に基づき本事故シーケンスグループに分類している</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（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>では、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>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場合、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>子炉停止失敗」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、過渡事象に比べて緩やかな事象進展となり、炉心損傷頻度も極めて小さい。</p> <p>LOCA を起因とする事故シーケンスについては、原子炉の減圧に伴い反応度が抑制されることとなる。また、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、及び原子炉注水の実施に対する時間余裕の観点からは差異がない。設備容量の観点からは、原子炉減圧に用いる逃がし安全弁は十分な個数が設置されているが、低圧の代替注水設備の設備容量は低圧 ECCS よりも少ないことを考慮し「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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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 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>本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスのうち、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、原子炉注水の実施に対する時間余裕、及び津波防護対策に要求される防護高さの観点で厳しくなる「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して選定する。</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LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ②直流電源喪失+原子炉停止失敗 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1PRA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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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</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、非居住区域境界及び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 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」にて示す。 (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>内部事象出力運転時レベル1.5PRAにおいては事象進展に伴い生じる格納容</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>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>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> <ul style="list-style-type: none"> 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） b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 d. 水素燃焼 e. 溶融炉心・コンクリート相互作用 <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"> ・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） ・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） ・インターフェイスシステム LOCA ・原子炉圧力容器内での水蒸気爆発 <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>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> <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、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> <ul style="list-style-type: none"> 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） b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 d. 水素燃焼 e. 溶融炉心・コンクリート相互作用 <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"> ・過圧破損（未臨界確保失敗） ・過圧破損（崩壊熱除去失敗） ・格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA） ・格納容器バイパス（格納容器隔離失敗） <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に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>・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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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）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に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>(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 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗：TBU 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>(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：TBP LOCA時注水機能喪失(大/中小破断LOCA)：LOCA 崩壊熱除去機能喪失：TW 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)(HPCS成功)：TBW 原子炉停止機能喪失：TC 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)：ISLOCA</p>	<p>・TBWは、BWR-5特有の事故シーケンス。</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>LOCA 時注水機能喪失(大破断 LOCA) :LOCA(AE) LOCA 時注水機能喪失(中破断 LOCA) :LOCA(S1E) LOCA 時注水機能喪失(小破断 LOCA) :LOCA(S2E) 崩壊熱除去機能喪失 :TW 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） 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 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</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） 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>以上の観点を総合的に考慮すると、LOCA 時に高圧炉心冷却機能及び低圧炉心冷却機能の喪失に加え、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の 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、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び格納容器温度上昇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+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。また、上記のとおり、有効性評価においては、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>なお、「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」により炉心損傷に至り、かつ損傷炉心の冷却にも失敗することにより過温破損に至る。一方、「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」の事故シーケンスにおいて代替注水手段による損傷炉心の冷却に成功した場合は炉心で発生する蒸気により格納容器が過圧され、代替除熱手段を考慮しない場合は過圧破損に至る。以上を踏まえ、本格納容器破損モードでは、過温・過圧破損で共通の「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」を評価事故シーケンスとしている。</p> <p>b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 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</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> <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> <p>・東海第二は過温・過圧破損の各事故シーケンスと評価事故シーケンスの関係を記載。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（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>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>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>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、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、発生頻度の観点を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>にR C I C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、逃がし安全弁再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋DCH」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、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し、発生頻度の観点を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>・東海第二における逃がし安全弁の再閉鎖を含む事故シーケンスは、原子炉圧力容器破損時における原子炉圧力が2MPa以下となり、DCH発生に至らない。</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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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（＋FCI 発生）」を評価事故シーケンスとして選定する。</p> <p>d. 水素燃焼 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。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 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</p>	<p>d. 水素燃焼 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。本格納容器破損モードは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>以上のことから、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、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、「(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LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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圧で破損に至る場合、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、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、高圧熔融物放出／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>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（MCCI）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圧で破損に至る場合、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、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、高圧熔融物放出／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 は原子炉圧力容器破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、FCI と MCCI 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、FCI と同じ PDS 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、MCCI への対応の厳しさの観点で TQUV を評価対象 PDS として選定する。</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>・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> <p>過渡事象を選定しているが、大破断LOCAに対しても、「7.2.3 FCI」及び「7.2.5 MCCI」において、感度解析を実施し、圧力スパイク及びコンクリート侵食量の観点で影響評価を実施しており、過渡事象及びLOCAのいずれについても有効性を確認している。</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（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>(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溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって、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) 溶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溶融炉心が適切に冷却されること。</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溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって、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) 溶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溶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、本発電所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>(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>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、本発電所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>(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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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。 (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (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*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「制御棒引き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</p>	<p>1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定</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。 (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (3) 未臨界が維持されていること。</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、全制御棒挿入から制御棒引き抜き開始までの期間を評価対象*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PRA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「制御棒引き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、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態であり、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>(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>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</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>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>(3) 重要事故シーケンスの選定 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 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。 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 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。 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>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> <p>(3) 重要事故シーケンスの選定 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 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。 また、残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障 (RHR S 喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスについては、「全交流動力電源喪失」にて残留熱除去系海水系の代替手段である緊急用海水系の有効性を確認するため、選定しない。 なお、対策実施の時間余裕及び原子炉注水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 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。 なお、対策実施の時間余裕及び原子炉注水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>・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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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. 原子炉冷却材の流出 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システム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。 なお、内部事象停止レベルIPRA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システム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 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。 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>6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定 「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。 (1) 有効燃料棒頂部が冠水していること。 (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (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 6.3.1 有効性評価において考慮する措置 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</p>	<p>c. 原子炉冷却材の流出 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切替え時の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。 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 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、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。 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>1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定 「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。 (1) 燃料有効長頂部が冠水していること。 (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (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>1.3 評価に当たって考慮する事項 1.3.1 有効性評価において考慮する措置 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</p>	<p>・設備の違い。 ・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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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>6. 3. 2 安全機能の喪失に対する仮定 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>6. 3. 3 外部電源に対する仮定 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>6. 3. 4 単一故障に対する仮定 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>6. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定 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</p>	<p>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。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>1. 3. 2 安全機能の喪失に対する仮定 グループ化した事故シーケンス毎に、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 style="text-align: right;">（添付資料 1. 3. 1）</p> <p>1. 3. 3 外部電源に対する仮定 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>1. 3. 4 単一故障に対する仮定 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>1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定 重大事故等が発生した場合の対応は運転手順に基づいて実施するため、有効性評価</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源が無い場合を考慮している。</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（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>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>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>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。</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、中央制御室での状況確認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、適切な時間余裕を設定する。また、運転員等操作時間は、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、実現可能と考えられる操作時間の想定等に基づき設定する。</p> <p>(1) 運転員等の操作時間余裕に関する基本設定 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>(2) 操作時間の積上げについて (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 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 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>・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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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</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>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 SAFER</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 SAFER は、長期間の原子炉内熱水力過渡変化</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>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>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>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>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>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 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>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、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1.4－4表に示すとおりである。</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）

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>6.4.2 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、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、原子炉圧力容器、原子炉圧力容器内部構造物、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</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、原子炉圧力容器、原子炉圧力容器内部構造物、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</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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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、サブプレッション・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、サブプレッション・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、原子炉圧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>(2) 原子炉圧力容器</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、サブプレッション・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</p>	<p>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、サブプレッション・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、サブプレッション・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、原子炉圧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> <p>(2) 原子炉圧力容器</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、サブプレッション・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</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>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、ドライウェル、ウェットウェルに分割し、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</p>	<p>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、ドライウェル及びウェットウェルに分割し、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</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>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、原子炉压力容器、原子炉格納容器、原子炉压力容器（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) 原子炉压力容器</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>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、スプレー冷却、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) 原子炉压力容器（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、原子炉压力容器内 FCI（熔融炉心細粒化）、原子炉压力容器内 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、原子炉压力容器破損及び原子炉压力容器内 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、原子炉压力容器外 FCI（熔融炉心細粒化）、原子炉压力容器外 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>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</p>	<p>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、原子炉压力容器、格納容器、原子炉压力容器（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) 原子炉压力容器</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> <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、スプレー冷却、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) 原子炉压力容器（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、原子炉压力容器内 FCI（熔融炉心細粒化）、原子炉压力容器内 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、原子炉压力容器破損及び原子炉压力容器内 FP 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、原子炉压力容器外 FCI（熔融炉心細粒化）、原子炉压力容器外 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、格納容器内 FP 挙動がモデル化されている。</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、CSTF 実験解析、ACE 実験解析、SURC-4 実験解析、PHEBUS-FP 実験解析、</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>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>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解析を行う場合には、単チャンネル熱水力解析コード 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>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>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 1.4-7 表に示すとおりである。</p> <p>1.4.5 APEX</p> <p>1.4.5.1 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。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解析を行う場合には、単チャンネル熱水力解析コード SCAT（RIA 用）を用いる。</p> <p>SCAT（RIA 用）は、燃料棒を燃料ペレット、ペレットと被覆管の間の空隙部であるギャップ部及び被覆管で構成し、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及び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>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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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-III 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>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>1.4.5.3 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、SPERT-III 炉心実験、実効共鳴積分測定に関わる Hellstrand の実験式、MISTRAL 臨界試験及び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1.4-8 表に示すとおりである。</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。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 style="text-align: right;">(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 style="text-align: right;">(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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>(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 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 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 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>b) 最大線出力密度 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 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 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 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7,350m³、ウェットウエル空間部は、必要最小空間部体積として5,960m³、ウェットウエル液相部は、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 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>(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 原子炉熱出力の初期値として定格値 (3,293MW)、原子炉圧力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 100%流量 (48,300t/h) を用いるものとする。</p> <p>(b) 炉心及び燃料 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 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> <p>(b-2) 最大線出力密度 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 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 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 格納容器容積について、ドライウエルは設計値として 5,700m³、サブプレッション・チェンバ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 4,100m³ (空間部) 及び 3,300m³ (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 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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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) サプレッション・チェンバ・プールの初期水位 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 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) 外部水源の温度 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 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 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）、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 給水温度の初期値は215℃とする。</p> <p>(c) 燃料及び炉心 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 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 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 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</p>	<p>(d-3) サプレッション・プール初期水位 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（サプレッション・チェンバ底部から）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 ベント管真空破壊装置の作動条件は、設計値として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) 外部水源の温度 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 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 原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW）、原子炉圧力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である85%流量（41,060t/h）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 給水温度の初期値は、216℃とする。</p> <p>(c) 炉心及び燃料 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 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 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 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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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) 原子炉压力容器 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 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 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 原子炉格納容器の初期温度について、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>(f) 外部水源の温度 外部水源の温度は32℃とする。</p> <p>(g) 主要機器の形状 原子炉压力容器、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. 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。</p> <p>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）</p> <p>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）</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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）</p> <p>原子炉水位低（高圧炉心注水系起動、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）</p>	<p>(d) 原子炉压力容器 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 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 格納容器容積について、空間部は、設計値として9,800m³、サブプレッション・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3,300m³を用いるものとする。</p> <p>(e-2) 初期温度及び初期圧力 格納容器の初期温度について、サブプレッション・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 原子炉压力容器、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。 (添付資料1.5.5)</p> <p>(2) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>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。</p> <p>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+452cm、原子炉压力容器底部から+1,372cm）（遅れ時間1.05秒）</p> <p>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。</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル2）（原子炉隔離時冷却系起動、高圧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+323cm、原子炉压力容器底部から+1,243cm）</p> <p>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+323cm、原子炉压力容器底部から+1,243cm）</p> <p>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</p>	<p>・東海第二では、HPCS及びRCICの水源を内部水源（S/P）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（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>原子炉水位低（低圧注水系起動，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，高圧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] ドライウェル圧力高（非常用炉心冷却系起動，自動減圧系作動）設定点 ドライウェル圧力13.7kPa[gage]</p>	<p>（燃料有効長頂部から+323cm，原子炉压力容器底部から+1,243cm） 原子炉水位異常低下（レベル1）（低圧炉心スプレイ系起動，低圧注水系起動，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+41cm，原子炉压力容器底部から+961cm） 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 セパレータスカート下端から+175cm （燃料有効長頂部から+561cm，原子炉压力容器底部から+1,481cm） 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] ドライウェル圧力高（非常用炉心冷却系起動，自動減圧系作動信号）設定点 ドライウェル圧力13.7kPa[gage]</p>	
<p>b. 逃がし安全弁 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 第2段：7.58MPa[gage]×1個，367t/h/個 第3段：7.65MPa[gage]×4個，370t/h/個 第4段：7.72MPa[gage]×4個，373t/h/個 第5段：7.79MPa[gage]×4個，377t/h/個 第6段：7.86MPa[gage]×4個，380t/h/個</p>	<p>b. 逃がし安全弁 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（1個当たり） 7.44MPa[gage]×4個，357.8t/h（1個当たり） 7.51MPa[gage]×4個，361.1t/h（1個当たり） 7.58MPa[gage]×4個，364.3t/h（1個当たり） 7.65MPa[gage]×4個，367.6t/h（1個当たり）</p> <p>安全弁機能</p> <p>7.79MPa[gage]×2個，385.2t/h（1個当たり） 8.10MPa[gage]×4個，400.5t/h（1個当たり） 8.17MPa[gage]×4個，403.9t/h（1個当たり） 8.24MPa[gage]×4個，407.2t/h（1個当たり） 8.31MPa[gage]×4個，410.6t/h（1個当たり）</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ナリオにおいては，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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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>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、ドライウェル空間部温度は 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>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> <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、ドライウェルは設計値として 5,700m³、サブプレッション・チェンバ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 4,100m³ (空間部) 及び 3,300m³ (液相部) 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、ドライウェル雰囲気温度は 57℃、サブプレッション・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>(c) 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。</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>(d) 真空破壊装置 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) 溶融炉心からプール水への熱流束 溶融炉心からプール水への熱流束は、800kW/m²相当（圧力依存あり）とする。</p> <p>(f) コンクリートの種類 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 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 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 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 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℃、事象発生から24時間以降は40℃とする。</p> <p>f. 主要機器の形状 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 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 第2段：7.58MPa[gage]×1個、367t/h/個 第3段：7.65MPa[gage]×4個、370t/h/個 第4段：7.72MPa[gage]×4個、373t/h/個 第5段：7.79MPa[gage]×4個、377t/h/個 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>(d) ベント管真空破壊装置 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) 溶融炉心からプール水への熱流束 溶融炉心からプール水への熱流束は、800kW/m²相当（圧力依存あり）とする。</p> <p>(f) コンクリートの種類 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 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 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（ドライウェル部）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 外部水源の温度は、35℃とする。</p> <p>f. 主要機器の形状 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 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 (1個当たり) 8.10MPa[gage]×4個、400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa[gage]×4個、403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa[gage]×4個、407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa[gage]×4個、410.6t/h (1個当たり)</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>・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、「7.2.5 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>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 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 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 (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） a. 崩壊熱 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 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 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 外部水源の温度は50℃とする。</p> <p>e. 主要機器の形状 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 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</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 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である、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 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 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。 （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 (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） a. 崩壊熱 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 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 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 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 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</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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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>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の操作時間余裕を確認する。</p>	<p>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 style="text-align: right;">（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の操作時間余裕を確認する。</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（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>6.8 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>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参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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>7.2.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU、TBP 及びTBD である。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（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、また、代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。</p> <p>本格納容器破損モードは、原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり、代替循環冷却系の使用可否により、格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため、代替循環冷却系を使用する場合と使用しない場合の両者について、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。代替循環冷却系が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置よりも優先して使用する。</p> <p>なお、本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており、原子炉圧力容器破損に至ることはないが、重大事故等対処設備による原</p>	<p>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）</p> <p>3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、長期TB、TBU、TBP、TBD 及びLOCAである。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム－水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することによって、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器破損に至る。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、損傷炉心の冷却のための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）及び代替循環冷却系による原子炉注水、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冷却系（常設）による格納容器冷却並びに代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。</p> <p>また、格納容器内における水素燃焼を防止するため、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに、格納容器内へ窒素を注入することによって、格納容器の破損を防止する。</p> <p>本格納容器破損モードは、格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり、代替循環冷却系を使用する場合を想定し、期待する格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。また、代替循環冷却系は多重化設計とした上で、さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため、重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から、本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスにおいて代替循環冷却系が使用できない場合についても、格納容器圧力逃がし装置により格納容器の過圧・過温破損が防止できることを確認する。</p> <p>なお、「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）」の評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており、原子炉圧力容器</p>	<p>非常用炉心冷却系等：RCICを含む</p> <p>格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等：金属－水反応による発熱</p> <p>ジルコニウム－水反応等：金属－水反応による水素発生</p> <p>東海第二では水素燃焼防止（ベント時間遅延）させるための格納容器内窒素供給マネジメントを実施する</p> <p>東海第二では、格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する考え方について記載</p> <p>東海第二では原子炉圧力容器破損時の過圧・過温に対する影響評価結果を「DCH」に代表して記載していることから、「3.2 DCH」にて確認していると整理している。ただし、「DCH」、「FCI」、「MCCI」の評価事故シーケンスは同じであることから実態として違いはない。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については、「7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。</p>	<p>破損に至ることはないが，重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合の本格格納容器破損モードに対する評価については，「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」にて確認する。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>7.2.1.2.1 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、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代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 7.2.1.2-1 図から第 7.2.1.2-4 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.2-5 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手順の関係を第 7.2.1.2-1 表に示す。</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価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※1 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※1 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 36 名である。必要な要員と作業項目について第 7.2.1.2-6 図に示す。</p> <p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。</p> <p>※1 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 12 名、合計が 32 名になる。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失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>非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。</p>	<p>3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>3.1.2.1 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、格納容器の破損を防止し、かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、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）による原子炉注水手段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手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段並びに格納容器減圧及び除熱手段、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。対策の概略系統図を第 3.1.2-1 図に、対応手順の概要を第 3.1.2-2 図に、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の手順と設備との関係を第 3.1.2-1 表に示す。（添付資料 3.1.2.1）</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）20 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 2 名である。災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 4 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。</p> <p>参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 3.1.2-3 図に示す。</p> <p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、代替循環冷却系を使用できない場合の災害対策要員（初動）21 名及び参集要員 5 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム、LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁の閉止、再循環ポンプの停止及び LOCA が発生したことを確認する。</p> <p>原子炉スクラム、LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p>	<p>東海第二は格納容器容積が小さく、原子炉注水に伴って炉心から発生する過熱蒸気によって格納容器温度が急激に上昇することから、格納容器スプレイを同時に実施するマネジメントを採用している。</p> <p>東海第二では水素燃焼防止（ベント時間遅延）させるための格納容器内窒素供給マネジメントを実施する</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> <p>必要な要員数をもっとも多いシーケンスである「代替循環冷却を使用できない場合」の要員数で対応可能であることから、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスすべてに対応可能。</p> <p>東海第二では格納容器頂部注水の着手判断に達しないため実施しないが、操作としてはタイムチャート上考慮しているため、必要な要員は追加としない。</p> <p>炉心損傷防止対策との記載整合を図っており、記載箇所については先行プラントとの相違がある部分もある。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p> <p>なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備</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。</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の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及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> <p>c. 炉心損傷確認</p> <p>大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合とする。</p> <p>炉心損傷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である。</p> <p>また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水の pH を7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。</p> <p>d. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。</p>	<p>なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。</p> <p>b. 原子炉への注水機能喪失の確認</p> <p>原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。</p> <p>原子炉への注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量である。</p> <p>c. 炉心損傷の確認</p> <p>原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、格納容器雰囲気放射線モニタのγ線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合とする。</p> <p>炉心損傷を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）等である。</p> <p>(添付資料 3.1.3.2)</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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電準備操作を開始する。</p>	<p>平均出力領域計装等： 【スクラム確認】平均出力領域計装、起動領域計装 【LOCA確認】原子炉圧力、原子炉圧力（SA）、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力 【SBO確認】M/C 2C電圧、M/C 2D電圧、緊急用M/C電圧</p> <p>東海第二では事象進展上、10分以内に炉心損傷確認を行うため柏崎6、7と記載箇所が異なる。</p> <p>格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等：格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）、格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）</p> <p>東海第二では電源復旧、炉心及び格納容器冷却を最優先で行い、炉心冠水後の対応として自主設備であるpH制御装置の起動を行うため記載箇所が相違</p> <p>水素濃度監視についても、酸素濃度の上昇は水の放射線分解に起因するため事象進展が遅く、十分な時間余裕があることから、炉心冠水後の対応として水素及び酸素濃度監視装置を起動するため記載箇所が相違</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度(SA)である。</p> <p>e. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）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開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。</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、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>なお、大破断 LOCA により格納容器温度が上昇し、ドライウェル雰囲気温度計の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。</p>	<p>e. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作</p> <p>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による緊急用母線への交流電源供給を開始し、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。具体的には、格納容器スプレイ弁と原子炉注水弁を用いて中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイと原子炉注水に分配し、それぞれ連続で格納容器スプレイ及び原子炉注水を実施する。</p> <p>(a) 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>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の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>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p> <p>原子炉注水に伴い炉心部で発生する過熱蒸気により、格納容器圧力及び雰囲気温度が急激に上昇する。格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する観点から、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。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作のために必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>(c) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作</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）による原子炉注水を開始することで、原子炉圧力容器破損に至ることなく、ジェットポンプ上端（以下「原子炉水位L0」という。）以上まで原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。</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）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>なお、LOCAにより格納容器雰囲気温度が上昇し、ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。</p>	<p>東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p> <p>東海第二では電源復旧から格納容器冷却、原子炉注水までを一連の操作として記載しているため記載箇所が相違</p> <p>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等：低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、ドライウェル雰囲気温度、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、代替淡水貯槽水位</p> <p>東海第二では再循環系の破断想定によりジェットポンプ上端までしか水位回復しない（破断位置については添資料 1.5.2 参照）</p> <p>低圧代替注水系原子炉注水流量等：低圧代替注水系原子炉注水流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力及びドライウェル雰囲気温度である。水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水流量から推定して把握することができる。具体的には、直前まで把握していた原子炉水位を起点とし、原子炉注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、その差分を原子炉圧力容器水量レベル換算から原子炉水位変化量を求めることにより、推定することができる。</p> <p>f. 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>原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水素等が放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後、ドライウェル雰囲気温度計を用いて格納容器温度が190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力を用いて格納容器圧力が0.465MPa[gage]到達を確認した場合は、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2台を使用した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。</p> <p>また、格納容器圧力0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>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と同時に原子炉格納容器内のpH制御のため薬品注入を実施する。</p> <p>炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル1）から破断口高さ）を、崩壊熱及び原子炉注水流量からの推定手段により確認し、原子炉注水と格納容器スプレイの切替えを繰り返し行う。</p>	<p>水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>水位不明と判断した場合、原子炉水位LOまで冠水させるために必要な水量を注水する。具体的には、原子炉底部から原子炉水位LOまで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位LOまで冠水した後は、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作を開始後に、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、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を停止する。なお、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作ができない場合は、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整し、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を停止する。</p> <p>（添付資料3.1.2.2、3.1.3.3）</p> <p>f. 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>位（SA燃料域）、代替淡水貯槽水位 原子炉圧力等：原子炉圧力、原子炉圧力（SA）、ドライウェル雰囲気温度 柏崎では水位不明直前の水位から冠水までの水量の差分を算出して注水するのに対し、東海第二では水位不明直前の水位を常に連続監視して把握することは困難と考え、原子炉内の水量は空であると保守的に判断し、原子炉圧力容器底部から冠水までの水量を注水する。</p> <p>東海第二では代替循環冷却系を90分で起動した以降は代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施しないため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の圧力制御のための起動停止基準は記載していない。</p> <p>東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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. 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱</p> <p>代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後，代替循環冷却系の運転準備のため，低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口高さまで水位回復後，格納容器スプレイに切り替え，最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル1）に到達した時点で，復水移送ポンプを停止し，代替循環冷却系の運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉への注水を実施し，水位の回復を図る。</p> <p>代替循環冷却系の運転準備が完了した後，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は，復水補給水系流量計（RHR A 系代替注水流量）及び復水補給水系流量計（RHR B 系代替注水流量）を用いて，原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。</p> <p>代替循環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，復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）等であり，原子炉格納容器除熱を確認するために必要な</p>	<p>g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。</p> <p>h. 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の受電操作完了後，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し，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。 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 電圧及びM/C 2 D 電圧である。</p> <p>i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。</p> <p>j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。なお，有効性評価においては，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作には期待しない。 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作に必要な計装設備は，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力である。</p> <p>k. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後，中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。また，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。</p> <p>l. 代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作 緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。具体的には，原子炉注水弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 代替循環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，代替循環冷却系原子炉注水流量等であり，格納容器減圧及び除熱を確認するため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>非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作：現場での故障した機器の外観点検や動作状況を確認して問題の除去を行い，非常用 DG の再起動を試みる。</p> <p>外部電源の機能回復操作：特高開閉所等の外観点検や動作状況を確認して問題の除去を行い，送電会社に送電系統の復旧及び送電再開を依頼する。</p> <p>期待することで判断基準となるパラメータに影響を及ぼす項目については，有効性評価上期待しないことを明記している。</p> <p>緊急用海水系及び代替循環冷却系の仕様の違いによる対応手順の相違</p> <p>代替循環冷却系原子炉注水流量等：代替循環冷却系原子炉注水流量，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA広帯域），原子炉水位（SA燃料域）</p> <p>代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等：代替循環冷却系格納容器スプレイ流量，ドライウェル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>計装設備は、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）、格納容器内圧力、サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>また、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度等である。</p>	<p>以降、損傷炉心の冷却は、代替循環冷却系による原子炉注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、代替循環冷却系により継続的に行う。</p> <p>m. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作</p> <p>代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水操作を実施する。この場合の注水は、水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ熔融炉心・コンクリート相互作用の影響を緩和する観点から格納容器下部水位を約1mに調整する。なお、有効性評価においては、ペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作には期待しない。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作のために必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器下部注水流量等である。</p> <p>n. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生し、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作の実施後は、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を継続的に確認する。</p> <p>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作に必要な計装設備は、格納容器内水素濃度（SA）等である。</p> <p>o. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作</p> <p>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。サプレッション・プール水の pHを7以上に制御することで、サプレッション・プール水中での分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。</p> <p>p. 使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p>	<p>柏崎はRPV下鏡温度 300℃を起点としてペDESTAL注水を実施するが、東海第二では、通常時からペDESTAL内に1m水張りする運用としているため、RPV下鏡温度に因らず、炉心冠水後の対応としてペDESTAL水位調整操作を実施する</p> <p>低温のペDESTAL水はヒートシンクとなり格納容器挙動が緩和されるため、事象進展を厳しくする観点でペDESTALへの外部水源注水には期待しない。</p> <p>低圧代替注水系格納容器下部注水流量等：低圧代替注水系格納容器下部注水流量、格納容器下部水位、代替淡水貯槽水位</p> <p>ジルコニウム-水反応等：金属-水反応による水素発生</p> <p>格納容器内水素濃度（SA）等：格納容器内水素濃度（SA）、格納容器内酸素濃度（SA）</p> <p>期待することで判断基準となるパラメータに影響を及ぼす項目については、有効性評価上期待しないことを明記している</p> <p>代替燃料プール冷却系等：注水系を含む</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器内 FP 挙動、原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレー冷却並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。</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り、原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、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、評価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>q. 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作 格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作に必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度（SA）である。</p> <p>r. タンクローリによる燃料給油操作 タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。</p> <p>3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、LOCA に属する事故シーケンスのうち、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び格納容器温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA に加えて、ECCS 注水機能が喪失する「大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、電源の復旧、注水機能の確保等、必要となる事故対処設備が多く、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重量を考慮する。</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器内 FP 挙動、格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレー冷却並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、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>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、本評価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>水素燃焼防止（ベント時間遅延）させるため格納容器内に窒素を供給する（循環冷却を使用する場合でも酸素濃度は上昇するため、事象発生から約 39.7 日後に格納容器ベントを実施する）</p> <p>柏崎の記載を踏まえて修正 格納容器温度：格納容器雰囲気温度と格納容器壁面温度を合わせた表現</p> <p>柏崎はシーケンス選定段階から SBO を含めたシーケンスとしているが、東海第二ではシーケンス選定上は SBO を含めず、有効性評価の条件として SBO を重畳させている。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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 本評価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 7.2.1.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 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とともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) 水素ガスの発生 水素ガスの発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コード MAAP の評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、事象の発生と同時に発生するものとする。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 最大 300m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p>	<p>(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 3.1.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、再循環配管（出口ノズル）とする。 （添付資料 1.5.2）</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 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し、さらに、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失の重量を考慮するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものとする。 安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コード MAAP の評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生等は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環ポンプ 再循環ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水は 230m³/h（一定）を用いるものとする。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。 （添付資料 3.1.2.3）</p>	<p>BWR 5 と ABWR の設計の相違により破断箇所の想定が異なる（詳細は添付資料 1.5.2 参照）</p> <p>水の放射線分解による水素及び酸素の発生等：金属-水反応による水素発生を含む</p> <p>東海第二では、原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムを設定</p> <p>設備設計及び運用の違い</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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 格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(d) 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水 代替循環冷却系の運転準備において復水移送ポンプを停止する期間に、90m³/hの流量で原子炉注水を行う。</p> <p>(e) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱 代替循環冷却系の循環流量は、全体で約190m³/hとし、原子炉注水へ約90m³/h、格納容器スプレイへ約100m³/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。</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、「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) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。なお、原子炉注水は、代替循環冷却系の運転準備時に停止する。 (b) 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、原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、代替循環冷却系の運転準備時に停止する。</p>	<p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器冷却は、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、130m³/h（一定）を用いるものとする。なお、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、原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。 （添付資料3.1.2.3）</p> <p>(f) 格納容器下部注水系（常設） 格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない。</p> <p>(g) 代替循環冷却系 代替循環冷却系の循環流量は、炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、全体で250m³/hとし、ドライウェルへ150m³/h、原子炉へ100m³/hにて流量分配し、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。</p> <p>(h) 緊急用海水系 代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき約14MW（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>(i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、純度99vol%にて200m³/h（窒素198m³/h及び酸素2m³/h）で格納容器内に注入するものとする。</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) 交流電源は、常設代替高圧電源装置によって供給を開始し、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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生25分後から開始する。なお、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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替循環冷却系の起動により停止する。</p>	<p>設備設計及び運用の違い</p> <p>設備設計及び運用の違い（東海第二は評価において可搬型設備による原子炉注水は実施しない） 低温のペDESTAL水はヒートシンクとなり格納容器挙動が緩和されるため、事象進展を厳しくする観点で通常運転時から水張りされているペDESTAL水は考慮しない。</p> <p>設備設計及び運用の違い</p> <p>東海第二発電所では緊急用海水系を設置する</p> <p>大気中の空気を原料とし、空気中の酸素を吸着除去することで純度99%の窒素を注入する設備であることから、総供給量200m³/hに対し、窒素198m³/h、酸素2m³/hとして評価している</p> <p>東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている (a)、(b)の操作分類 「事象発生直後の中央制御室では10分間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+操作時間とする。」</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生約 22.5 時間後から開始する。なお、代替原子炉補機冷却系の運転操作は事象発生 20 時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。</p> <p>b. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出※2 されるものとする。</p> <p>※2 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。</p> <p>c. 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については、格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。</p> <p>d. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。</p> <p>漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>(a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。</p> <p>(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、非常用ガス処理系により原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。</p> <p>非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p>非常用ガス処理系は、事象発生 30 分後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p>	<p>(b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作は、緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮して、事象発生 90 分後から開始するものとする。</p> <p>(c) 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素注入を開始する。なお、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入は格納容器圧力 310kPa [gage] 到達により停止する。</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137 放出量評価）の条件</p> <p>a. 象発生直前まで、定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。</p> <p>b. 炉心に内蔵されている核分裂生成物は、事象進展に応じて格納容器内に放出されるものとする。セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が、代表的なソースタームに関する報告書である NUREG-1465 より大きく算出する。</p> <p>c. 格納容器内に放出された Cs-137 は、格納容器スプレイやサプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。</p> <p>d. 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>(a) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及び AEC の式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。</p> <p>(b) 漏えい量を保守的に見積もるため、原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）により原子炉建屋原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また、原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は、大気への放出率を 1 回/日（設計値）とする。なお、原子炉建屋ガス処理系のフィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p>原子炉建屋ガス処理系は、常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生 115 分後に起動し、起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び放射性物質の除去効果は考慮しないものとする。</p> <p>(添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5)</p>	<p>設備設計及び運用の違い</p> <p>(c) の操作分類</p> <p>「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>水素燃焼防止（ベント時間遅延）のため格納容器内に窒素供給するが、過度な圧力上昇を抑制する観点から、1Pd 到達時点で窒素注入を停止する。</p> <p>スクラビング等：沈着を含む（添付 3.1.3.6 参照）</p> <p>AEC の式等：GE の式、定常流の式を含む</p> <p>設備設計及び運用の違い</p> <p>原子炉建屋からの漏えい評価の観点では、設計負圧に至らずとも原子炉建屋が負圧であれば漏えいは停止し排気筒から放出されることから、設計負圧ではなく負圧達成時間として記載している。なお、原子炉建屋ガス処理系起動によって速やかに原子炉建屋内は負圧となるが、達成時間として 5 分を見込んだ評価としている。</p> <p>Cs-137 放出量評価には影響ないが、ヨウ素についても除去効果を考慮していないため放射性物質とした。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第7.2.1.2-7図から第7.2.1.2-9図に、燃料最高温度の推移を第7.2.1.2-10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7.2.1.2-11図から第7.2.1.2-14図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断LOCA時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約0.3時間後に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約0.4時間後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約0.7時間後に燃料温度は2,500K（約2,227℃）に到達する。事象発生から70分後、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、復水移送ポンプ2台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ことによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水素等が放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する事象発生から約22.5時間経過した時点で、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系により、原子炉圧力容器は破断口より原子炉冷却材が流出することで溢水状態となり、原子炉格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第7.2.1.2-11図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、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代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリ</p>	<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第3.1.2-4図から第3.1.2-8図に、燃料最高温度の推移を第3.1.2-9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・プール水温の推移を第3.1.2-10図から第3.1.2-15図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断LOCA時に高圧・低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約4分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約9分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約27分後に燃料温度は2,500K（約2,227℃）に到達する。事象発生から25分後、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し、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）による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は冠水する。</p> <p>(添付資料3.1.2.6)</p> <p>格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。このため、原子炉注水と同時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実施することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。</p> <p>事象発生から90分経過した時点で、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作を開始する。代替循環冷却系による原子炉注水により、冷却材の一部は破断口から流出するが、熔融炉心は原子炉水位L0位置相当で冠水維持される。また、格納容器除熱により、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下する。</p> <p>事象発生から約84時間後に格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達し、可搬型窒素供給装置によるサプレッション・チェンバへの窒素注入を実施するため格納容器圧力が徐々に上昇するが、事象発生から約164時間後に格納容器圧力が310kPa [gage] に到達し窒素注入を停止するため、格納容器圧力の上昇は停止する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第3.1.2-10図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、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代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱を行うことによって、圧力上昇</p>	<p>崩壊熱等：ジルコニウム-水反応、金属-水反応による発熱を含む 水蒸気等：水素を含む</p> <p>設備設計及び運用の違い</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>にかかる圧力の最大値は約 0.60MPa[gage]となり、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]を超えない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 12 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下※3 であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p>※3 格納容器圧力が最大値の約 0.60MPa[gage]を示す事象発生から約 12 時間後の原子炉格納容器内の非凝縮性ガス（水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス）の物質量は約 8×10⁵mol であり、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスの物質量の和は約 8×10³mol 以下である。これが仮にドライウェルよりも体積の小さいサプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても、そのサプレッション・チェンバでの分圧は 0.01MPa[abs]未満であることから、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスが格納容器圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。</p> <p>格納容器温度は、第 7.2.1.2-12 図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇し、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代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 165℃となり、原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器温度は約 207℃となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり、原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。</p> <p>第 7.2.1.2-7 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、第 7.2.1.2-11 図及び第 7.2.1.2-12 図に示すとおり、約 22.5 時間後に開始する代替循環冷却系の運転により、原子炉格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制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。事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達せず、格納容器圧力逃がし装置を使用することなく、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。</p> <p>本評価では、「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。</p>	<p>は抑制される。その結果、格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値は約 0.31MPa [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。なお、格納容器バウンダリにかかる圧力が最高となる事象発生約 164 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 3%未満であるため、その影響は無視し得る程度である。 (添付資料 3.1.2.7)</p> <p>格納容器雰囲気温度は、第 3.1.2-11 図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、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代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 139℃となり、評価項目である 200℃を下回る。なお、事象発生直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約 202℃となるが、この時の格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 137℃であり、評価項目である 200℃を下回る。 (添付資料 3.1.2.8)</p> <p>第 3.1.2-4 図及び第 3.1.2-6 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）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、第 3.1.2-10 図及び第 3.1.2-11 図に示すとおり、90 分後に開始する代替循環冷却系の運転により、格納容器除熱を行うことによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制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。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず、格納容器圧力逃がし装置を使用することなく、格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。なお、格納容器内の酸素濃度上昇により、長期的には格納容器圧力逃がし装置を用いて可燃性ガスを排出する。</p>	<p>東海第二は評価の詳細を添付資料に記載</p> <p>柏崎では「ページ」として可燃蒸ガスの排出を行うが、東海第二の場合は事故後約 40 日後に「ベント」として可燃性ガスを排出する。</p> <p>記載箇所の相違</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「7.2.4 水素燃焼」において、酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。</p> <p>なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約15TBq（7日間）となり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ、約15TBq(30日間)及び約15TBq(100日間)であり、100TBqを下回る。</p> <p>7.2.1.2.3 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。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（代替循環冷却系を使用する場合）では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</p> <p>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とされる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、</p>	<p>なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量については約7.5TBq（事象発生7日間）であり、評価項目である100TBqを下回る。また、事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の放出量評価を行った結果、約7.5TBq（30日間）及び約7.5TBq（100日間）であり、いずれの場合も100TBqを下回る。なお、放出量評価においては、原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び除去効果を保守的に考慮しておらず、これらの効果を考慮した場合、放出量は小さくなる。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料3.1.2.4, 3.1.2.5）</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。</p> <p>また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料3.1.2.7, 3.1.2.9, 3.1.2.10, 3.1.3.13）</p> <p>3.1.2.3 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。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（代替循環冷却系を使用する場合）では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積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とされる操作として、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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低圧代替注</p>	<p>柏崎の記載を踏まえて追加</p> <p>記載箇所の相違</p> <p>ジルコニウム-水反応等：金属-水反応による水素発生を含む（評価結果は添付資料3.1.2.10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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<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操作，代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却に系による原子炉格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モード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 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等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。また，格納容器スプレイ操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位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>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</p>	<p>水系（常設）による原子炉注水操作，緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，大破断 LOCA が発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やか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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を行う手順となっており，燃料被覆管温度等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。また，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認しており，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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，大破断 LOCA が発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やか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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を行う手順となっており，原子炉水位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>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</p>	<p>東海第二では長期・短期に因らず事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作については記載している。</p> <p>東二では，大破断 LOCA + 高圧・低圧注水機能喪失 + 炉心損傷を判断した場合に，代替格納容器スプレイと原子炉注水を同時に行う。（高圧・低圧注水機能喪失のみの場合は，炉心損傷防止対策の T Q U V のように代替原子炉注水のみを行う）</p> <p>燃料被覆管温度等：被覆管酸化割合を含む</p> <p>対応手順の相違</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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）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）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP 放出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>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルはABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内FP 挙動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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及びCORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジ</p>	<p>、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、本評価事故シーケンスでは、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。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。本評価事故シーケンスでは、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>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、リロケーションを起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのF P 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のF P 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内F P 放出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>炉心損傷後の格納容器における格納容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の格納容器内F P 挙動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3.1.2.11)</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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及びCORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒ-</p>	<p>対応手順の相違</p> <p>MAAPコード内では、リロケーションモデルにおいて炉心の損傷状態を評価しているわけではないため、当該項目に記載すべき項目としてリロケーションのままとした。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>ルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析)では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さい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>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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCove 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、代替</p>	<p>トアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さい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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードS A F E R の評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAP の評価結果の方が大きく、解析コードS A F E R に対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E R の評価結果との差異は小さい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>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P)挙動モデルはPHEBUS-F P 実験解析により原子炉圧力容器内へのF P 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-F P 実験解析では、燃料被覆管破裂後のF P 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと推定される。本評価事故シーケンスでは、代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の格納容器における格納容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P)挙動モデルはA B C O V E 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは</p>	<p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：C s 放出量</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(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 7.2.1.2-2 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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものであり、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、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（原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること）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、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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>機器条件の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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が、操作手順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>機器条件の代替循環冷却系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大</p>	<p>、代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 3.1.2.11)</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 3.1.2-2 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、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して最確条件は燃焼度 33Gwd/t 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、解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シナリオでは、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>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）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>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。本評価事故シナリオでは、原子炉水位を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>機器条件の代替循環冷却系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、格納容器圧力及び雰囲気</p>	<p>評価項目となるパラメータ：Cs 放出量</p> <p>対応手順の相違</p> <p>ゆらぎ：当該パラメータが運転上とりうる幅として記載している</p> <p>E-LOCAでは、注水配管の破断も仮定していることから、操作手順としてはスプレイのみを記載している。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>きくなるが、操作手順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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものであり、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、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び代替循環冷却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、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 7.2.1.2-15 図及び第 7.2.1.2-16 図に示すとおり、格納容器圧力は 0.62MPa[gage]を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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り、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）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り、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はな</p>	<p>温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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>機器条件の緊急用海水系は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなる。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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 3.1.2.11)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して最確条件は燃焼度 33Gwd/t 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、解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は代替格納容器スプレイ冷却系及び代替循環冷却系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、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2-16 図及び第 3.1.2-17 図に示すとおり、格納容器圧力及び温度は、それぞれ評価項目である最高使用圧力の 2 倍(0.62MPa[gage])及び 200℃を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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り、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>設備設計及び運用の違い（東海第二は評価において可搬型設備による原子炉注水は実施しない）</p> <p>設備設計及び運用の違い</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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。</p> <p>機器条件の代替循環冷却系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから、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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 70 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、有効性評価では2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり、この場合も原子炉注水の開始時間が早くな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。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり、この場合も原子炉注水の開始時間が早くな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>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原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃超過を確認した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており、実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており、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</p>	<p>機器条件の代替循環冷却系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の緊急用海水系は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくことから、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 3.1.2.11, 3.1.2.12)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>設備設計及び運用の違い（東海第二は評価において可搬型設備による原子炉注水は実施しない）</p> <p>設備設計及び運用の違い</p> <p>対応手順の相違</p> <p>解析上の想定時間を設定している</p> <p>東海第二では 25 分からの注水時には、緊急用母線1系統を受電する</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。代替格納容器スプレイへの切り替え後、原子炉水位が原子炉水位低（レベル1）まで低下した場合、低圧代替注水系（常設）へ切り替えを行う。当該操作開始時間は、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。また、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 20 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替循環冷却系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事象発生から 22.5 時間後を設定している。</p> <p>運転員等操作時間に与える影響として、代替循環冷却系の運転は事象発生約 22.5 時間後に開始することとしているが、時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさ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。また、本操作の操作開始時間は、代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、解析上の原子炉注水開始時間(70 分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウム-水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな</p>	<p>操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作は、解析上の運転開始時間として事象発生から 90 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、代替循環冷却系運転は事象発生 90 分後に開始することとしているが、時間余裕を含めて設定されているため運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり、緊急用海水系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作時間も早まる可能性があり、代替循環冷却系の運転開始時間も早まるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p>操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約 84 時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約 62 時間後）に開始するため、十分な時間余裕があることから、操作開始時間に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 3.1.2.11)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実際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>ことから柏崎のような事象想定はない。</p> <p>東海第二では原子炉注水と代替格納容器スプレイの切替操作を実施しない</p> <p>緊急用海水系及び代替循環冷却系の仕様の違いによる対応手順の相違</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>差異はない。また、原子炉注水操作は、代替格納容器スプレイとの切替え操作であり、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ない。</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、運転員等操作時間に与える影響として、代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃に到達時となり、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、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる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>操作条件の代替循環冷却系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、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる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>(3) 操作時間余裕の把握 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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、第7.2.1.3-14図から第7.2.1.3-16図に示すとおり、事象発生から90分後（操作開始時間20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、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（常設）による原子炉格納容器冷却操作につ</p>	<p>操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、緊急用海水系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び雰囲気温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約84時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約84時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約62時間後）に開始するため、十分な時間余裕があることから、操作開始時間に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.1.2.11)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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3.1.3-16図から第3.1.3-18図に示すとおり、操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から50分後（操作開始時間の25分の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い、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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。</p>	<p>東海第二では原子炉注水と代替格納容器スプレイの切替操作を実施しない</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>緊急用海水系及び代替循環冷却系の仕様の違いによる対応手順の相違</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>いては、事象発生から90分後（操作開始時間20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であるため、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を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及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、原子炉格納容器の限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（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を行うこととなる。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は、ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、事象発生から約38時間あり、約15時間以上の余裕があることから、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>7.2.1.2.4 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>格納容器破損モード「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、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時間までの必要な要員は、「7.2.1.2.1 格納容器破損防止対策」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及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウエル注水）に必要</p>	<p>操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作については、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作開始までの時間は操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）に到達するまでの時間は事象発生約14時間後であり、約12時間の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約84時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約62時間後）に開始するため、十分な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3.1.2.11, 3.1.3.8)</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>3.1.2.4 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>格納容器破損モード「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、重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり20名であり、災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所外から2時間</p>	<p>東海第二では、代替格納容器スプレイと代替原子炉注水の切替操作はない</p> <p>不確かさの考え方として、柏崎では、可搬型設備である代替原子炉補機冷却系の運転操作の遅れがあった場合、常設設備である代替格納容器スプレイ冷却系による冷却操作を延長したとして2Pd到達時間を記載している。東海第二では、代替循環冷却系も緊急用海水系も常設設備であるため、これらの操作遅れを考える上では、同じ常設設備である代替格納容器スプレイについても実施していないものとした場合の2Pd到達時間を記載している。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>な要員を4名含めた場合でも対処可能である。 また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は36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 格納容器破損モード「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、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 低圧代替注水系（常設）又は可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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は、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約2,900m³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5,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。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 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）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</p>	<p>以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「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、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 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400m³の水が必要となる。 水源として、代替淡水貯槽に4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。 代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作については、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、7日間の対応が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.2.13)</p> <p>b. 燃 料 常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入について、事象発生直後から7日間の可搬型窒素供給装置の運転を想定すると、約18.5kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型窒素供給装置による7日間の格納容器内への窒素注入の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.1.2.14)</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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 常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1,104kW、7号炉で約1,071kW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。 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>7.2.1.2.5 結論 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）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代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段等を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「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」について、代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。 上記の場合においても、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、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、格納容器圧力逃がし装置を使用せず、事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達することはなく、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。 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>c. 電 源 重大事故等対策時に必要な負荷は約2,413kWであるが、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。 可搬型窒素供給装置の窒素供給装置用電源車については、窒素供給装置に対しての電源供給が可能である。 緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 3.1.2.15)</p> <p>3.1.2.5 結 論 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することによって、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、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）による原子炉注水手段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手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段並びに格納容器内の減圧及び除熱手段、可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入手段を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について、代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。 上記の場合においても、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、並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作を実施することで、格納容器冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、格納容器圧力逃がし装置を使用せず、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。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</p>	<p>設備設計及び運用の違い</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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、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）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、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、格納容器破損モード「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、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、代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>設備設計及び運用の違い</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)

第 7.2.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用する場合) (1/2)

判断及び操作	手順	有効性詳細上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉炉心材料喪失又は全交流動力電源喪失が発生して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
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	-	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	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。 中央制御室にて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れば、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉循環冷却系、低圧代替注水系統 (常設) の準備を開始する。	所内蓄電式直流電源設備	-
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉炉水位は急激に低下し炉心が露出することによって炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応により水素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	-	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内水素濃度 (SA)
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系統 (常設) による原子炉排水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系統 (常設) による原子炉排水を開始する。 ドライウェイセル雰囲気温度が原子炉炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 燃料タンク	原子炉炉圧力 (SA) 原子炉炉圧力 復水供給水流量 (RR-B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA) ドライウェイセル雰囲気温度

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

第 3.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用する場合) (1/5)

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
原子炉スクラム、LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 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。 格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達したことにより LOCA が発生したことを確認する。 	主蒸気隔離弁*	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉炉圧力* 原子炉炉圧力 (SA) M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧* 緊急用 M/C 電圧 ドライウェイセル圧力* サブプレッション・チェンバ圧力*
原子炉への注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉炉水位が原子炉炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。 	-	-	原子炉隔離時冷却系系統流量*
炉心損傷の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉炉水位の低下による炉心の露出に伴い、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、格納容器雰囲気放射線モニタの γ線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合とする。 	-	-	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)*
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 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を試みるが、失敗したことを確認する。 中央制御室からの遠隔操作により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する。 以上により、早期の電源回復不能を確認する。 	-	-	-

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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7.2.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用する場合) (2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	
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	格納容器温度が100℃に到達した場合、推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後、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。推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。	常設代替交流電源設備 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 (4tL, 16tL)	ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (0/常) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水系流量 (RRH B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替循環冷却系による原子炉注水、原子炉格納容器除熱	代替原子炉補給冷却系の準備が完了した後、代替循環冷却系の運転準備のため、低圧代替注水系 (常設) の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口高さまで水位回復後、格納容器スプレイに切り替え、最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器水位を維持する。 崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低 (レベルン1) に到達した時点で、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却系の運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間には可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉注水を実施し、水位の回復を図る。 代替循環冷却系の運転準備が完了した後、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉注水を停止し、代替原子炉補給冷却系を用いた代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系からの循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。また、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補給冷却系 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) タンクローリ (4tL, 16tL)	格納容器内圧力 (0/常) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位 復水補給水系流量 (RRH A系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RRH B系代替注水流量) 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 格納容器内酸素濃度

【】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

第3.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用する場合) (2/5)

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
常設代替格納容器スプレイ冷却系による緊急用母線受電操作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冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を開始し、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。 緊急用母線受電を確認後、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し、常設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。 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開始した後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。 原子炉冷却材喪失により、ドライウエル雰囲気温度の指示が原子炉圧力の飽和温度を超える場合は水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。 非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。 外部電源の機能回復操作を実施する。 	常設代替格納容器スプレイ冷却系ポンプ 代替格納容器貯槽	緊急用M/C電圧	低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S.A.広帯域) 原子炉水位 (S.A.燃料域) 代替格納容器貯槽水位 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ドライウエル雰囲気温度* ドライウエル圧力* サブプレッジョン・チェンバ圧力* 代替格納容器貯槽水位 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) ドライウエル雰囲気温度*
電源確保操作対応		常設代替格納容器スプレイ冷却系ポンプ 代替格納容器貯槽	緊急用M/C電圧	

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

備考

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第3.1.2-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について
 (代替循環冷却系を使用する場合) (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
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、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。 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2C及び2Dを受電する。 常設代替高圧電源装置による非常用母線2C及び2Dを受電後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置による非常用母線2C及び2Dを受電後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。 	中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	—
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。 	ほう酸水注入系*	ほう酸水注入ポンプ 吐出圧力*
緊急用海水系による冷却水 (海水) の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> 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低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始後、中央制御室にて非常用母線の負荷となつている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に、緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。 中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し、緊急用海水系に海水を通水する。 	緊急用海水ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—

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

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

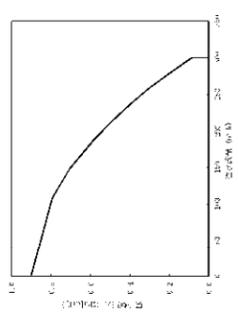
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考																									
	<p>第3.1.2-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用する場合) (4/5)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>操作及び確認</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することと、原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱を実施する。 </td> <td> 代替循環冷却系ポンプ サプレッション・プール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク </td> <td>-</td> <td> 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* </td> </tr> <tr> <td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) への注水を実施する。 </td> <td> 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク </td> <td>-</td> <td> 低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位 </td> </tr> <tr> <td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。 </td> <td> 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク </td> <td>-</td> <td> 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA) </td> </tr> <tr> <td>サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。 </td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>	操作及び確認	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備	代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することと、原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱を実施する。 	代替循環冷却系ポンプ サプレッション・プール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	-	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力*	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) への注水を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	-	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。 	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	-	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA)	サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作	<ul style="list-style-type: none"> 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。 	-	-	-	<p>■：有効性評価上考慮しない操作</p> <p>* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの</p>
操作及び確認	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備																							
代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することと、原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱を実施する。 	代替循環冷却系ポンプ サプレッション・プール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	-	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力*																							
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) への注水を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	-	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位																							
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。 	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	-	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA)																							
サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作	<ul style="list-style-type: none"> 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。 	-	-	-																							

赤字：設備，運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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3.1.2-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用する場合) (5/5)</p> <table border="1" data-bbox="1320 283 1647 1837"> <thead> <tr> <th rowspan="2">操作及び確認</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">重大事故等対処設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>使用済燃料プールの冷却操作</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 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窒素供給装置に燃料給油を実施する。 </td> <td>—</td> <td>可搬型窒素供給装置</td> <td>格納容器内酸素濃度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>タンクローリによる燃料給油操作</td> <td></td> <td>可搬型設備用軽油タンク</td> <td>タンクローリ</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>■：有効性評価上考慮しない操作</p>	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	使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 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窒素供給装置に燃料給油を実施する。 	—	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度 (SA)	タンクローリによる燃料給油操作		可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—	
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																					
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—																					
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 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窒素供給装置に燃料給油を実施する。 	—	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度 (SA)																					
タンクローリによる燃料給油操作		可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—																					

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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 7.2.1.2-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用する場合) (2/4)				
事故条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
起因事象		大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定	
安全機能の喪失に対する仮定		全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	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 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低圧注水系の機能喪失を設定	
外部電源		外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定	
水素ガスの発生		ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	
第 3.1.2-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用する場合) (1/5)				
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	M A A P	本評価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 (セパレーター 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	
	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ることから、代表的に 9×9燃料 (A型) 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℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	
	格納容器体積 (ドライウェル)	5,700m ³	設計値を設定	
	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.2.1.2-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用する場合) (3/4)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム設定		
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後はか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		
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定		
可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	90m ³ /h で注水	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による注水を想定設備の設計を踏まえて設定		
代替循環冷却系	循環流量は, 全体で約 190m ³ /h とし, 原子炉注水へ約 90m ³ /h, 格納容器スプレイへ約 100m ³ /h に流量を分配	代替循環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				
第 3.1.2-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用する場合) (2/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
サブプレッション・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として, 保安規定の運転上の制限における下限値を設定		
サブプレッション・プール水温度	32℃	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として, 保安規定の運転上の制限における上限値を設定		
ベント管真空破壊装置(動作差圧)	3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバール差圧)	設計値を設定		
外部水源の温度	35℃	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として, 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定		
ペデスタル (ドライウエル部) のプール水	考慮しない	ペデスタル (ドライウエル部) には通常運転時からプール水が存在するが, 格納容器の熱容量に寄与することから, 格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として, ペデスタル (ドライウエル部) のプール水を考慮しない		

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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 7.2.1.2-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用する場合) (4/4)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	
	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	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が 190°C 到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定	
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	
	代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作	事象発生約 22.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設定	
第 3.1.2-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用する場合) (3/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 再循環配管 (出口ノズル) の破断	原子炉注水容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、原子炉注水容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管 (出口ノズル) における両端破断を設定	
	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 全交流動力電源喪失	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 全交流動力電源喪失の重量を考慮し設定	
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定	
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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3.1.2-2表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
 (代替循環冷却系を使用する場合) (4/5)

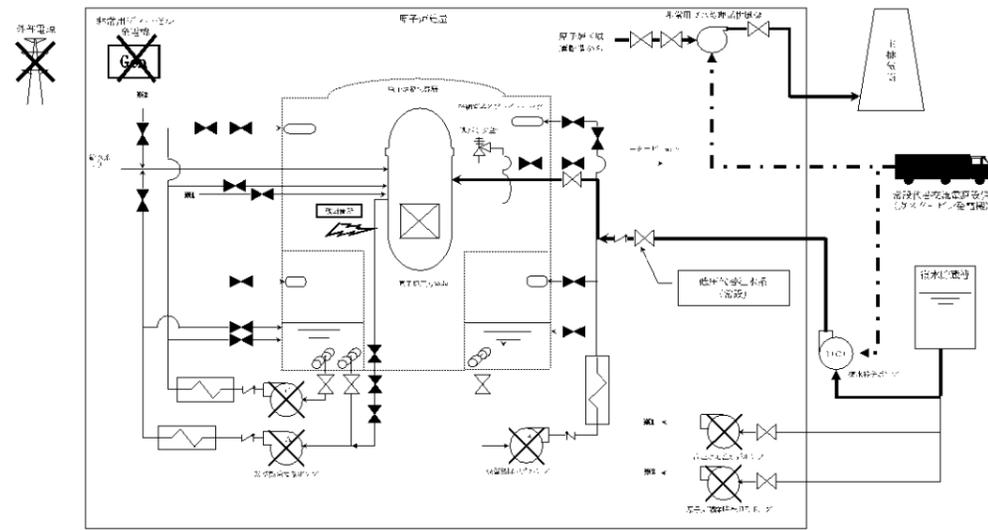
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) 信号にてスクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設)	注水流量：230m ³ /h (一定)	炉心冷却の維持に必要な流量として設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	スプレイ流量：130m ³ /h (一定)	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
格納容器下部注水系 (常設)	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてベダスタル (ドライウエル部) のプール水を考慮していいいことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウエル部) 水位の確保操作についても考慮しない。
代替循環冷却系	総循環流量：250m ³ /h ・150m ³ /hの流量で格納容器ヘスプレイ及び100m ³ /hの流量で原子炉へ注水	炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW (サブレーション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、代替循環冷却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
可搬型窒素供給装置	総注入流量：200m ³ /h ・窒素198m ³ /h及び酸素2m ³ /h	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99wt%を考慮して残り全てを酸素として設定

重大事故等対策に関する機器条件

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 3.1.2-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用する場合) (5/5)</p>										
	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1329 2037 1389 2097">項目</th> <th data-bbox="1389 2037 1626 2097">主要解析条件</th> <th data-bbox="1626 2037 2009 2097">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1329 1459 1626 1774"> 常設代替格納容器装置による緊急用母線の受電操作並びに常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 緊急用海水系による冷却水 (海水) 確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作 </td> <td data-bbox="1329 987 1626 1459"> 事象発生から 25 分後 事象発生から 90 分後 </td> <td data-bbox="1329 283 1626 987"> 常設代替格納容器装置、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) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定 緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備に要する時間を考慮して設定 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1329 1459 1626 1774"> 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作 </td> <td data-bbox="1329 987 1626 1459"> 格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達時 </td> <td data-bbox="1329 283 1626 987"> 格納容器内酸素濃度が 4.3vol% (ドライ条件) 到達を防止する観点で設定 </td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	常設代替格納容器装置による緊急用母線の受電操作並びに常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 緊急用海水系による冷却水 (海水) 確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作	事象発生から 25 分後 事象発生から 90 分後	常設代替格納容器装置、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) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定 緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備に要する時間を考慮して設定	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達時	格納容器内酸素濃度が 4.3vol% (ドライ条件) 到達を防止する観点で設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方									
常設代替格納容器装置による緊急用母線の受電操作並びに常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 緊急用海水系による冷却水 (海水) 確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作	事象発生から 25 分後 事象発生から 90 分後	常設代替格納容器装置、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) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定 緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備に要する時間を考慮して設定									
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達時	格納容器内酸素濃度が 4.3vol% (ドライ条件) 到達を防止する観点で設定									
	<p>重大事故等対策に関連する操作条件</p>										

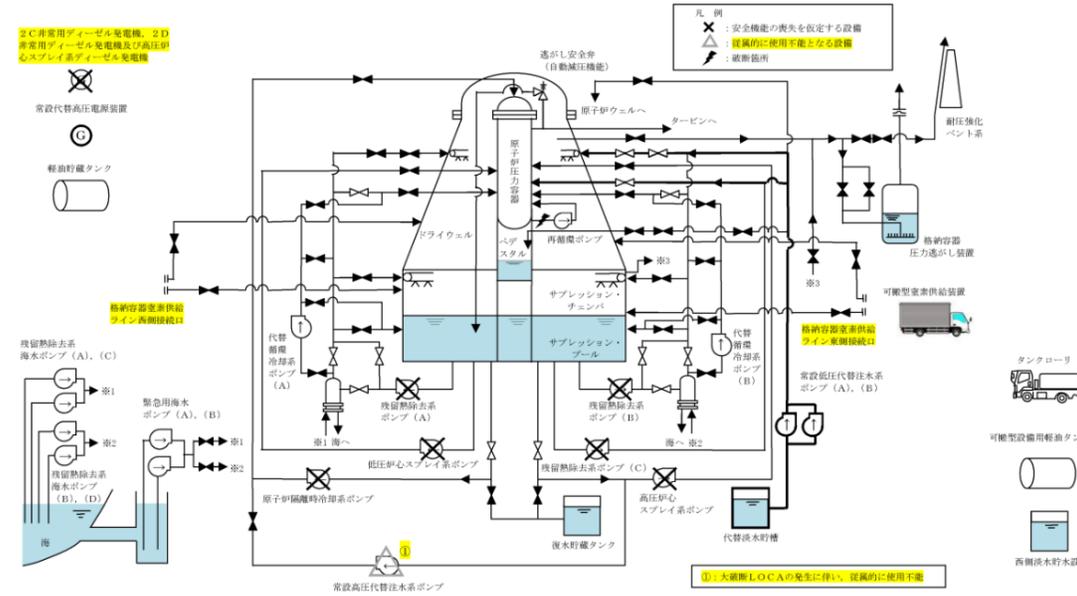
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

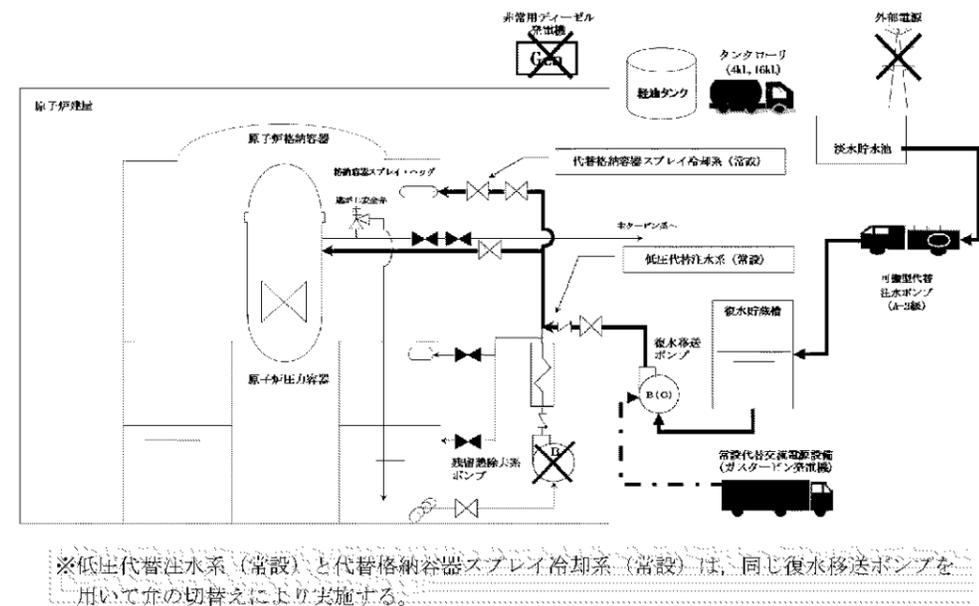


第 7.2.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (1/4) (原子炉注水)

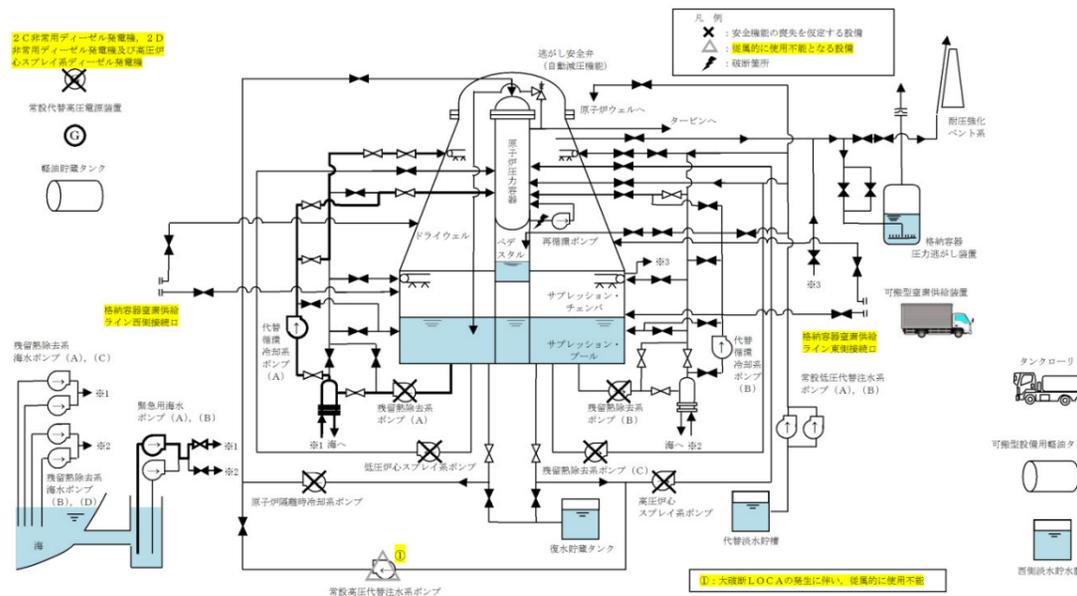
東海第二発電所



第 3.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (1/3) (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ィ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



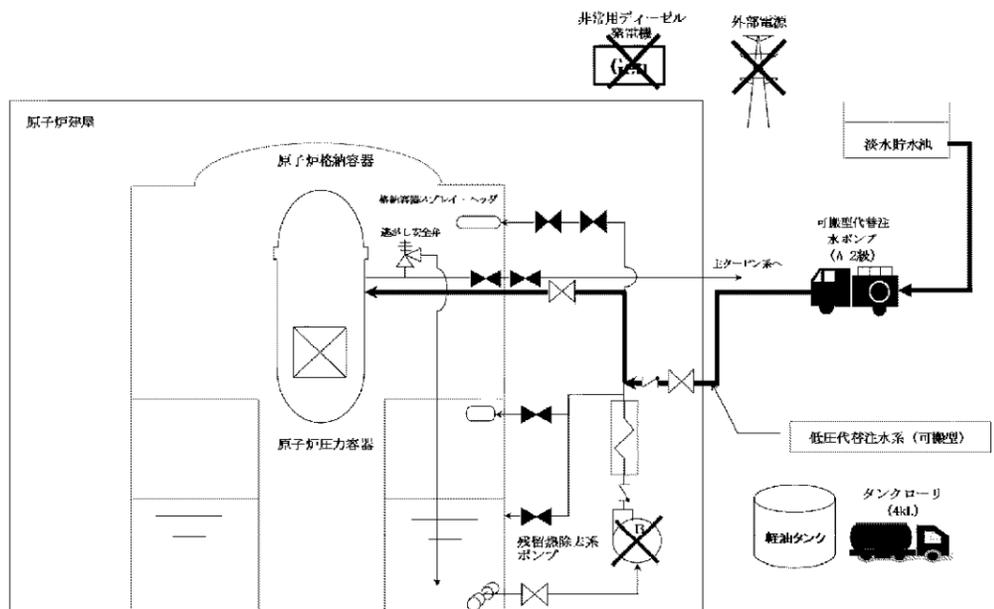
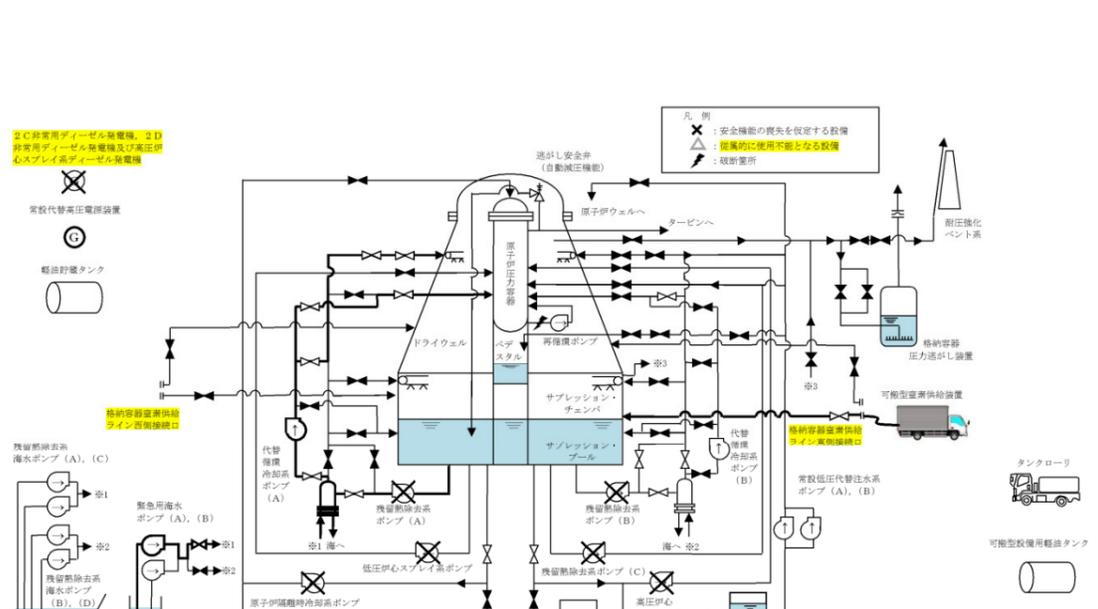
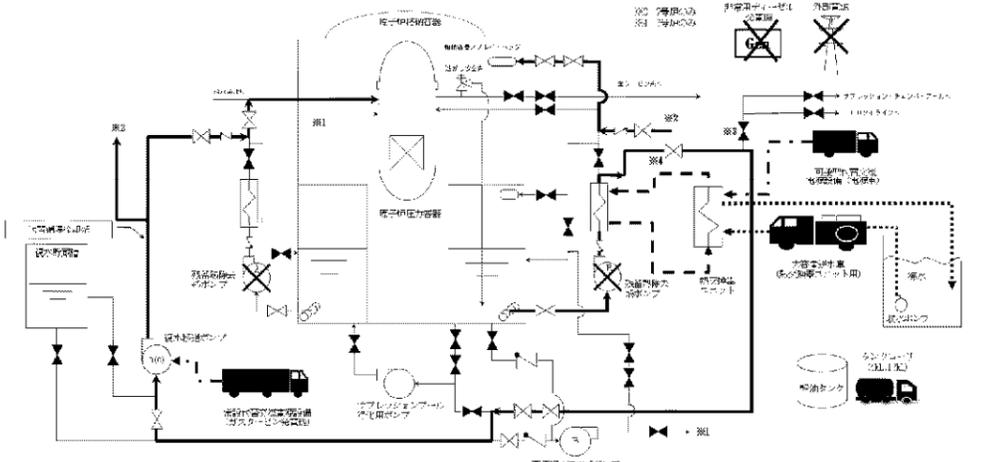
第 7.2.1.2-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 3.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (2/3) (代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱段階)

備考

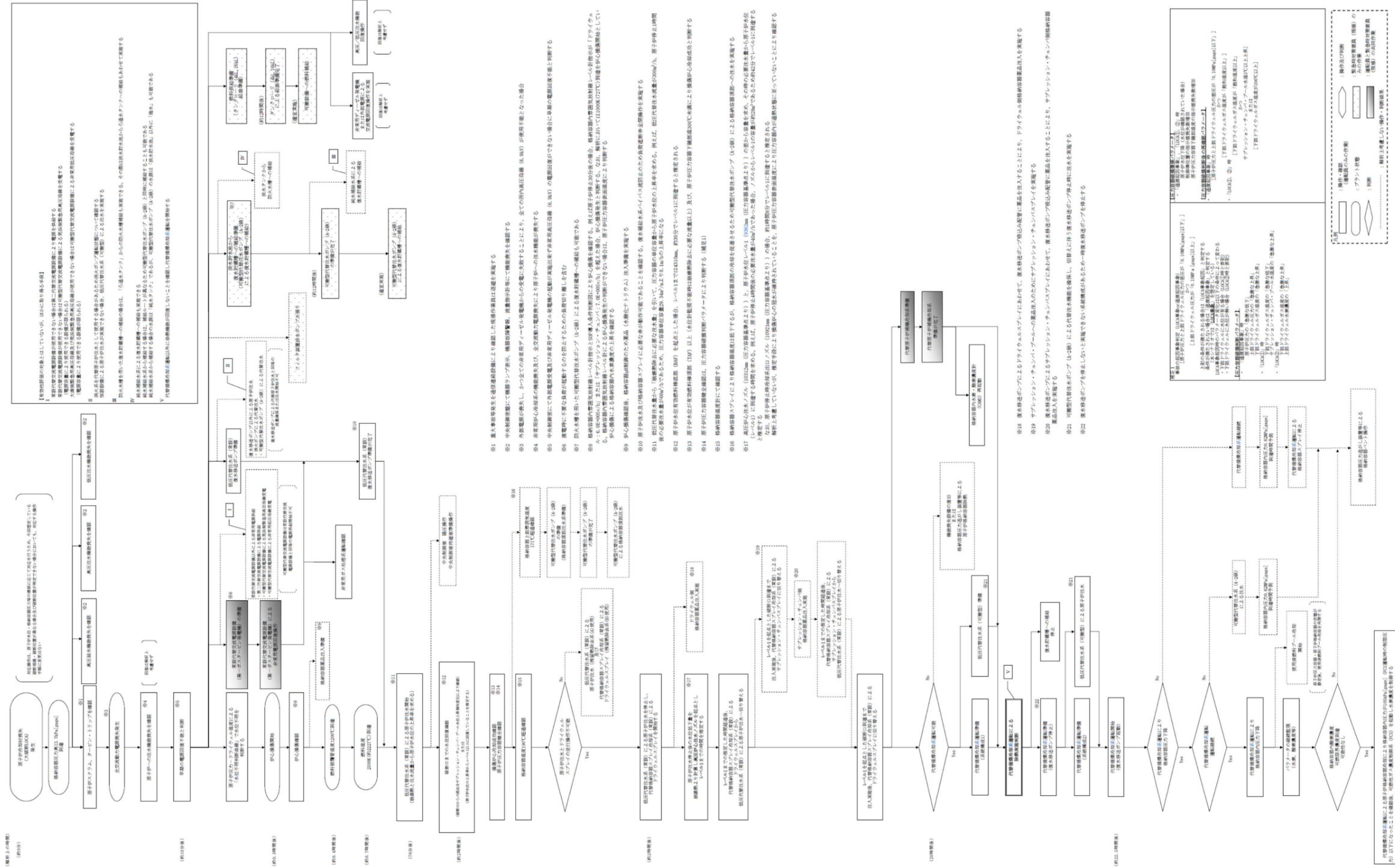
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
		
<p>第 7.2.1.2-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (3/4) (原子炉注水)</p>	<p>第 3.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (3/3) (代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階)</p>	
		
<p>第 7.2.1.2-4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (4/4) (原子炉格納容器除熱)</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)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考

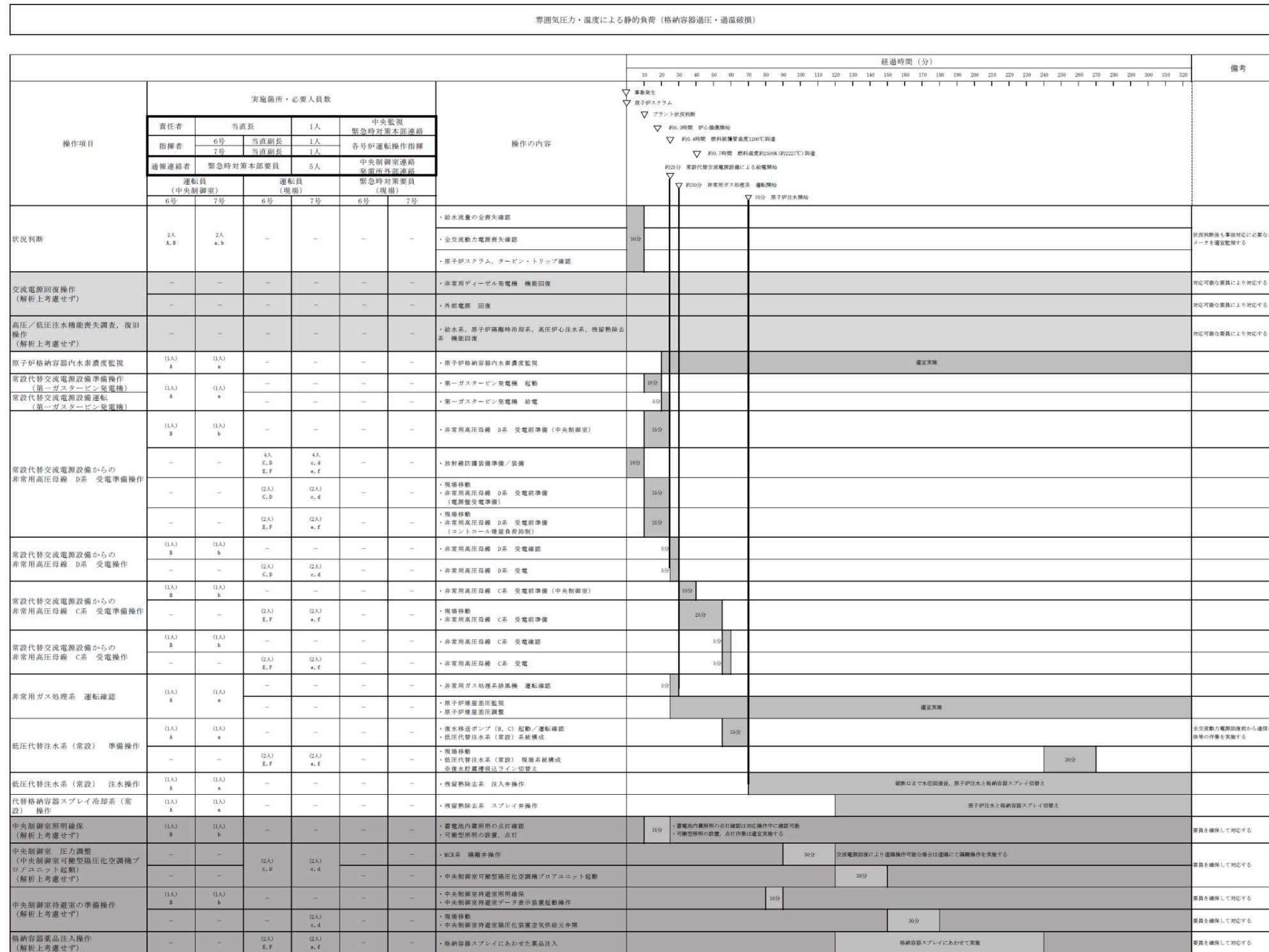


第 7.2.1.2-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用する場合)

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

備考



第 7. 2. 1. 2-6 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間
 （代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)						
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (分)	備考
	責任者	当直発電長	中央監視運転操作指揮			
	【】は他作業後移動してきた要員				10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150	
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮 補佐		
	指揮者等	緊急対策要員 (指揮者等)	1人	初期での指揮 発電所内外連絡		
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等 対応要員 (現場)		
				事象発生 原子炉スクラム 約 4 分 炉心損傷開始 (燃料被覆管温度 1,000K 到達) 約 9 分 燃料被覆管温度 1,200°C 到達 プラント状況判断 25 分 格納容器冷却及び原子炉注水開始 約 27 分 炉心溶融開始 (燃料温度 2,500K 到達) 65 分 原子炉水位 L0 到達判断 2 時間 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動による負圧達成		
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●L O C A 発生の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び過熱安全弁 (安全弁機差) 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失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認 ●炉心損傷の確認 	10 分	
早期の電源回復下能の確認	【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
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 台の起動操作及び緊急用母線受電操作	4 分	
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) 及び低圧代替注水系 (常設) の起動操作	【1人】 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) 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必要な負荷の電源切替操作	4 分	
	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	2 分	
	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3 分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	6 分	原子炉注水及び格納容器冷却開始後、適宜状態監視
緊急用海水系による冷却水 (海水) の確保操作	【1人】 A	-	-	●緊急用海水系による海水通水に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作		海水通水開始後、適宜状態監視
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器内の減圧及び除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱に必要な負荷の電源切替操作	6 分	
				●代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱の系統構成操作及び起動操作		35 分 格納容器除熱開始後、適宜状態監視
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 水位の確保操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 注水に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
				●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 水位の調整操作		20 分 水位調整後、適宜状態監視
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【1人】 A	-	-	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作		8 分 適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視
サブプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入操作	【1人】 A	-	-	●サブプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入操作		15 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	-	-	●非常用母線受電準備操作 (中央制御室)	35 分	
		2人 C, D	-	●非常用母線受電準備操作 (現場)	75 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置 3 台の追加起動操作	8 分	
				●非常用母線受電操作	5 分	
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【1人】 B	-	-	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作		5 分 起動操作実施後、適宜状態監視
				●中央制御室換気系の起動操作		6 分 起動操作実施後、適宜状態監視
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	【1人】 B	-	-	●ほう酸水注入系の起動操作		2 分
				●ほう酸水注入系の注入状態監視		ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視

第 3.1.2-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用する場合) (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

		雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)						経過時間 (時間)												備考
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対応員 (現場)			0	4	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 調整給排水系 注水弁操作	[Gantt Chart: 0-18h]												
代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) 操作	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 調整給排水系 スプレッド弁操作	[Gantt Chart: 0-18h]												
非常用ガス給排系による原子炉建屋負圧操作	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 原子炉建屋負圧調整 ・ 原子炉建屋負圧監視	[Gantt Chart: 0-18h]												
原子炉ウエル注水 (解析上考慮せず)	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による原子炉ウエル注水	[Gantt Chart: 0-18h]												
可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による注水貯水塔から後水貯蔵罐への補給	-	-	-	-	-	6人 [4人] ※1	・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による注水貯蔵罐への注水準備 ・ (可搬型代替注水ポンプ (A-1線) 移動、ホース接続 (可搬型代替注水ポンプ (A-1線) から接続口)、ホース接続) ・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による注水貯蔵罐への補給	[Gantt Chart: 0-18h]												
給出準備	-	-	-	-	-	※1 [2人]	・ 軽油タンクからタンクローリ (4台) への補給	[Gantt Chart: 0-18h]												
給出作業	-	-	-	-	-	※1 [2人]	・ 第一方スターバートン異常検出警報センターへの給油	[Gantt Chart: 0-18h]												
格納容器ベント準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 格納容器ベント準備 ・ フォールト保護水処理設備 (格納容器水処理)	[Gantt Chart: 0-18h]												
代替原子炉補給冷却系 準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・ 調整給排水系 現場系統構成 ・ 調整給排水系 調整系統構成	[Gantt Chart: 0-18h]												
給出準備	-	-	-	-	-	※3 [2人]	・ 軽油タンクからタンクローリ (4台) への補給	[Gantt Chart: 0-18h]												
給出作業	-	-	-	-	-	※3 [2人]	・ 電源車への給油 ・ 非常用給排水 (調整給排水ユニット) への給油	[Gantt Chart: 0-18h]												
代替原子炉補給冷却系 運転	-	-	-	-	-	※3 [2人]	・ 代替原子炉補給冷却系 運転状態監視	[Gantt Chart: 0-18h]												
原子炉格納容器内水素・酸素濃度計 (CAMS) 再起動	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 原子炉格納容器内水素・酸素濃度計 (CAMS) 起動操作 ・ 原子炉格納容器内水素・酸素濃度監視	[Gantt Chart: 0-18h]												
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・ 現場移動 ・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による原子炉への注水準備 ・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による原子炉への注水準備 (ホース接続 (可搬型代替注水ポンプ (A-1線) から接続口)、ホース接続)	[Gantt Chart: 0-18h]												
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 代替循環冷却系 準備操作 (系統構成)	[Gantt Chart: 0-18h]												
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成)	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 原子炉注水/格納容器スプレッド弁調整 ・ 復水停止ポンプ停止 ・ 代替循環冷却系 準備操作 (系統構成)	[Gantt Chart: 0-18h]												
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉への注水	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 現場移動 ・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による原子炉への注水準備 ・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による原子炉への注水準備 (ホース接続 (可搬型代替注水ポンプ (A-1線) から接続口)、ホース接続)	[Gantt Chart: 0-18h]												
代替循環冷却系 運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・ 復水停止ポンプ起動 ・ 送給水を停止し、格納容器スプレッド弁操作	[Gantt Chart: 0-18h]												
代替循環冷却系 運転状態監視	(1人) a	(1人) a	-	-	-	-	・ 代替循環冷却系による原子炉圧力監視、原子炉格納容器の状態監視	[Gantt Chart: 0-18h]												
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による使用済燃料プールへの補給 ・ 燃料プール冷却浄化系 系統構成 ・ 燃料プール冷却浄化系 再起動	[Gantt Chart: 0-18h]												
給出準備	-	-	-	-	-	2人	・ 調整給排水系 現場系統構成 ・ 軽油タンクからタンクローリ (4台) への補給	[Gantt Chart: 0-18h]												
給出作業	-	-	-	-	-	2人	・ 可搬型代替注水ポンプ (A-2線) への給油	[Gantt Chart: 0-18h]												

第 7. 2. 1. 2-6 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用する場合) (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					経過時間（時間）															備考
					12	24	36	48	60	72	84	96	108	120	132	144	156	168	180	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）																				
操作項目	実施場所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容																備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)																	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水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 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施															解析上考慮しないスロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	15分															解析上考慮しない25時間までに実施する
可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入操作	-	-	【6人】 c~h	●可搬型窒素供給装置の移動、接続操作及び起動操作	170分															炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型窒素供給装置への給油操作	180分	可搬型窒素供給装置起動後、適宜状態監視														
																			タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する	
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人、a~j 及び参集2人																	

第 3. 1. 2-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）

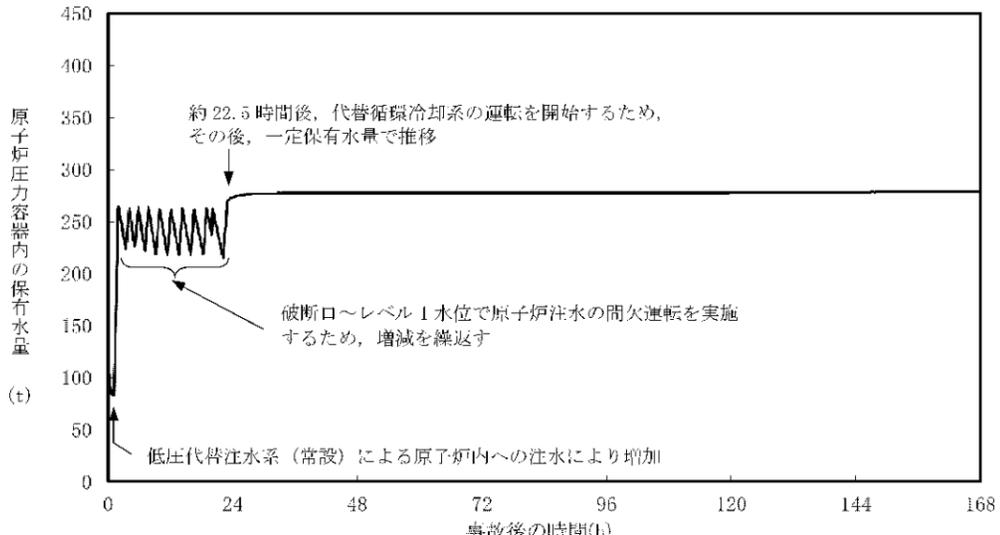
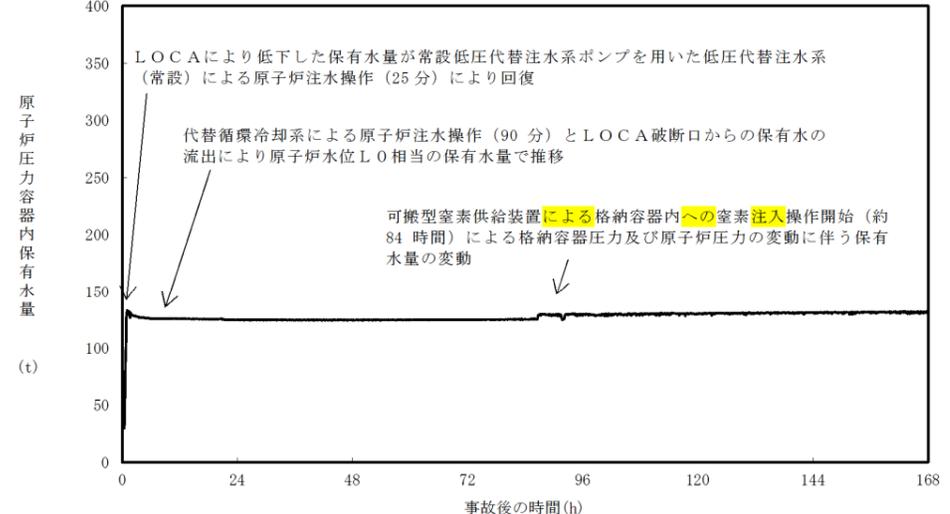
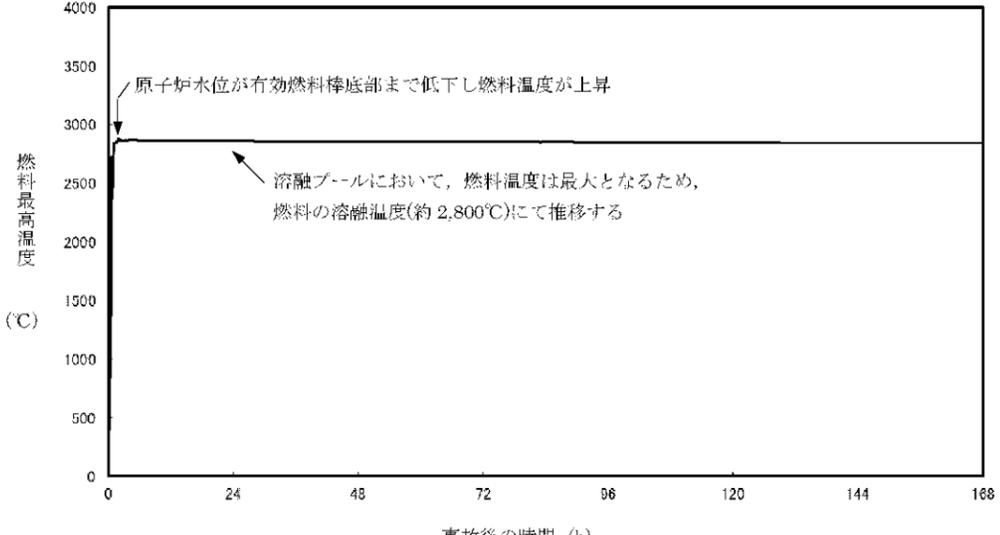
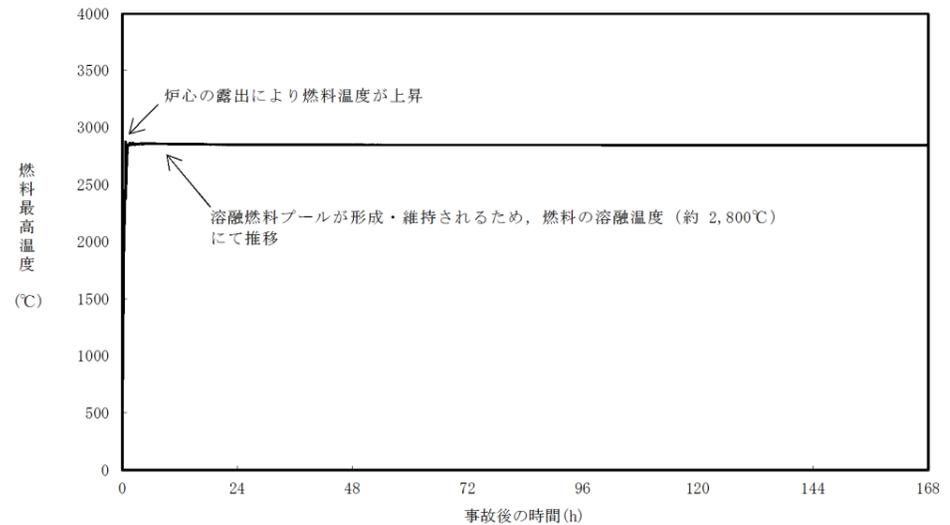
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水 (90m³/h) 開始によってシユラウド内水位が上昇</p> <p>シユラウド内水位</p> <p>破断口高さ</p> <p>シユラウド外水位</p> <p>レベル1</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を90m³/hに低減し、破断口～レベル1水位で原子炉注水の開欠運転を実施</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>低下代替注水系 (常設) による原子炉注水により水位回復</p>	<p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>LOCAにより低下したシユラウド内の原子炉水位が常設低下代替注水系ポンプを用いた低下代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (25分) により回復</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作 (90分) により水位維持</p> <p>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作 (約84時間) による格納容器圧力及び原子炉圧力の変動に伴う水位の変動</p> <p>炉心が一部溶融することで原子炉水位LO以上に損傷炉心はないため損傷炉心は冠水維持</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>シユラウド内 (二相水位)</p> <p>原子炉水位LO</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>シユラウド外 (コラプスト水位)</p>	<p>備 考</p>
<p>第 7.2.1.2-7 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 3.1.2-4 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	
<p>注水流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉注水開始 (低下代替注水系 (常設) の最大流量)</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を90m³/hに低減</p> <p>格納容器スプレイは原子炉注水停止時に140m³/h注水</p> <p>代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、低下代替注水系 (常設) の最大流量にて注水を実施し、その後、格納容器スプレイの最大流量にてスプレイを実施。</p> <p>レベル1に到達10分後、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による注水 (90m³/h) を20分間実施</p> <p>格納容器スプレイ約100m³/h</p> <p>代替循環冷却系による、格納容器スプレイ及び原子炉注水</p> <p>原子炉注水約90m³/h</p>	<p>注水流量 (m³/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>常設低下代替注水系ポンプを用いた低下代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (230m³/h) (25分)</p> <p>常設低下代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 (130m³/h) (25分)</p> <p>代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作 (150m³/h) (90分)</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作 (100m³/h) (90分)</p>	
<p>第 7.2.1.2-8 図 注水流量の推移</p>	<p>第 3.1.2-5 図 注水流量の推移</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)

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 3.1.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (~3 時間)</p>	
	<p>第 3.1.2-7 図 注水流量の推移 (~3 時間)</p>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7. 2. 1. 2-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	 <p>第 3. 1. 2-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	
 <p>第 7. 2. 1. 2-10 図 燃料最高温度の推移</p>	 <p>第 3. 1. 2-9 図 燃料最高温度の推移</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)

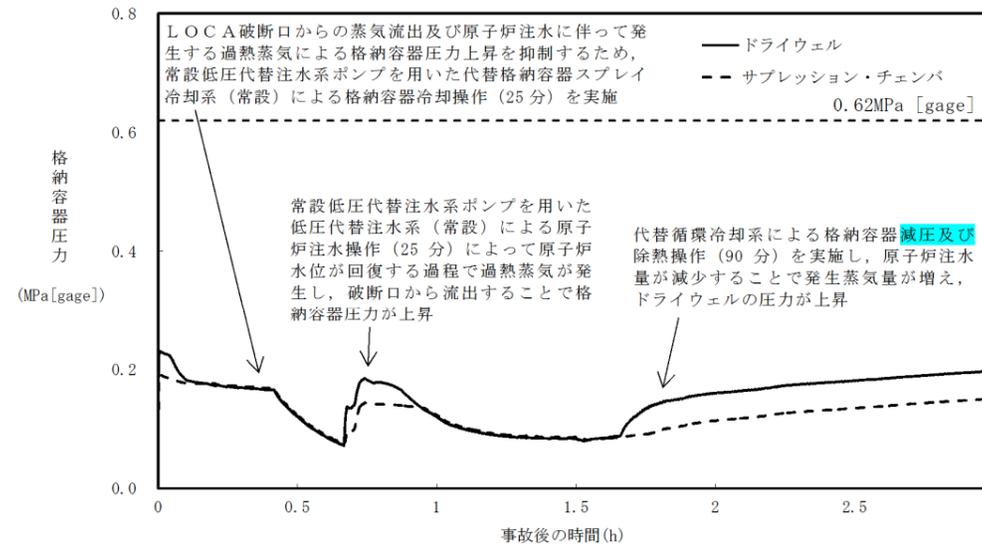
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>格納容器圧力 (MPa_{gage})</p> <p>事後の時間(h)</p> <p>第 7. 2. 1. 2-11 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>格納容器圧力 (MPa_{gage})</p> <p>事後の時間(h)</p> <p>第 3. 1. 2-10 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>備考</p>
<p>格納容器気相部温度 (°C)</p> <p>事後の時間(h)</p> <p>第 7. 2. 1. 2-12 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>格納容器雰囲気温度 (°C)</p> <p>事後の時間(h)</p> <p>第 3. 1. 2-11 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>備考</p>

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

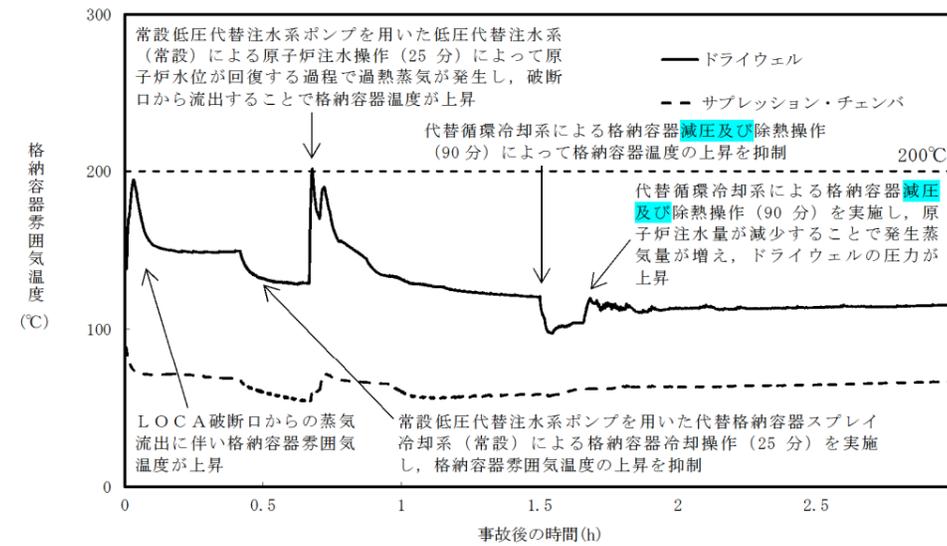
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 3.1.2-12 図 格納容器圧力の推移 (～3 時間)



第 3.1.2-13 図 格納容器雰囲気温度の推移 (～3 時間)

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.2-13 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 3.1.2-14 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7.2.1.2-14 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 3.1.2-15 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.2-15 図 格納容器圧力の推移 (Excessive LOCA の発生を考慮した場合)</p>	<p>第 3.1.2-16 図 Excessive LOCAの発生を考慮した場合の 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.2.1.2-16 図 格納容器気相部温度の推移 (Excessive LOCA の発生を考慮した場合)</p>	<p>第 3.1.2-17 図 Excessive LOCAの発生を考慮した場合の 格納容器雰囲気温度の推移</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合</p> <p>7.2.1.3.1 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却系を使用しない場合を想定し、代替循環冷却系以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。</p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 7.2.1.3-1 図から第 7.2.1.3-3 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.3-4 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手順の関係を第 7.2.1.3-1 表に示す。</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価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※1 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※1 である。</p> <p>また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 7.2.1.3-5 図に示す。</p> <p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。</p> <p>※1 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 12 名、合計が 32 名になる。</p>	<p>3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合</p> <p>3.1.3.1 格納容器破損防止対策</p> <p>「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」では、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却系を使用する場合を想定し、期待する格納容器破損防止対策の有効性を評価している。代替循環冷却系は多重化設計とした上で、さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため、重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から、本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスにおいて代替循環冷却系が使用できない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置により格納容器の過圧・過温破損が防止できることを確認する。</p> <p>（添付資料 3.1.3.1）</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、格納容器の破損を防止し、かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、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）による原子炉注水手段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手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 3.1.3-1 図に、対応手順の概要を第 3.1.3-2 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 3.1.3-1 表に示す。</p> <p>（添付資料 3.1.2.1）</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）21 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名である。災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。</p> <p>参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（現場での第一弁及び第二弁操作）を行う重大事故等対応要員 3 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 3.1.3-3 図に示す。</p> <p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）21 名及び参集要員 5 名で対処可能である。</p>	<p>東海第二では、格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する考え方について記載</p> <p>東海第二では「代替循環冷却系を使用する場合」と同様に、対策手段を記載</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>本シーケンスの要員数で対応可能であることから、評価事故シーケンス以外の事故シーケンス全てに対応可能。東海第二では格納容器頂部注水の着手判断に達しないため実施しないが、操作としてはタイムチャート上考慮しているため、必要な要員は追加とされない。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については、「7.2.1.2.1 a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認」と同じ。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、「7.2.1.2.1 b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」と同じ。</p> <p>c. 炉心損傷確認 炉心損傷確認については、「7.2.1.2.1 c. 炉心損傷確認」と同じ。</p> <p>d. 水素濃度監視 水素濃度監視については、「7.2.1.2.1 d. 水素濃度監視」と同じ。</p> <p>e. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、「7.2.1.2.1 e. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。</p>	<p>a. 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認については、「3.1.2.1 a. 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認」と同じ。</p> <p>b. 原子炉への注水機能喪失の確認 原子炉への注水機能喪失の確認については、「3.1.2.1 b. 原子炉への注水機能喪失の確認」と同じ。</p> <p>c. 炉心損傷の確認 炉心損傷の確認については、「3.1.2.1 c. 炉心損傷の確認」と同じ。 （添付資料3.1.3.2）</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認 早期の電源回復不能の確認については、「3.1.2.1 d. 早期の電源回復不能の確認」と同じ。</p> <p>e. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、「3.1.2.1 e. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作」と同じ。 （添付資料3.1.2.2，3.1.3.3）</p> <p>f. 電源確保操作対応 電源確保操作対応については、「3.1.2.1 f. 電源確保操作対応」と同じ。</p> <p>g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作については、「3.1.2.1 g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作」と同じ。</p> <p>h. 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非常用母線の受電操作については、「3.1.2.1 h. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作」と同じ。</p> <p>i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作については、「3.1.2.1 i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作」と同じ。</p> <p>j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作については、</p>	<p>炉心損傷防止対策との記載整合を図っており、記載箇所については先行プラントとの相違がある部分もある。</p> <p>東海第二では事象進展上、10分以内に炉心損傷確認を行うためKK6，7と記載箇所が異なる。</p> <p>東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p> <p>東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載 非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作：現場での故障した機器の外観点検や動作状況を確認して問題の除去を行い、非常用DGの再起動を試みる。 外部電源の機能回復操作：特高開閉所等の外観点検や動作状況を確認して問題の除去を行い、送電会社に送電系統の復旧及び送電再開を依頼する。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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. 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>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については、「7.2.1.2.1 f. 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」と同じ。</p> <p>格納容器スプレイを継続することによりサブプレッション・チェンバ・プール水位が上昇するため、格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮（約2m）し、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。</p> <p>格納容器スプレイの停止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>「3.1.2.1 j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作」と同じ。</p> <p>k. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTアル（ドライウェル部）水位の確保操作</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTアル（ドライウェル部）水位の確保操作については、「3.1.2.1 m. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTアル（ドライウェル部）水位の確保操作」と同じ。</p> <p>l. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作</p> <p>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作については、「3.1.2.1 n. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作」と同じ。</p> <p>m. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作</p> <p>サブプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作については、「3.1.2.1 o. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作」と同じ。</p> <p>n. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p> <p>格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。格納容器圧力が465kPa [gage]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し、格納容器圧力が400kPa [gage]到達により格納容器冷却を停止する。以降、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）の運転により、格納容器圧力を400kPa [gage]から465kPa [gage]の範囲で制御する。これは、格納容器圧力を400kPa [gage]から465kPa [gage]の高い領域で維持することでスプレイ効果を高め、サブプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するための運用として設定している。</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、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。</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。格納容器ベントに伴うサブプレッション・プール水位の上昇（約1.3m）を考慮しても、サブプレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないようにサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mで格納容器冷却を停止する。</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の停止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</p>	<p>・対応手順の相違</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>KKでは代替循環冷却系の起動時間が22.5時間後であることから、代替循環冷却系を使用する場合においても代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施している。東海第二では、代替循環冷却系を90分後から起動するため、代替循環冷却系を使用する場合には代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施していないことから、本シーケンスにおいて初出となる。</p> <p>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等：サブプレッション・プール水位、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、代替淡水貯槽水位</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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. 格納容器圧力逃がし装置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、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>格納容器圧力が原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]に接近した場合又はサプレッション・チェンバ・プール水位が格納容器真空破壊弁高さに到達した場合、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って全開することで、格納容器圧力逃がし装置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>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・プール水位等である。</p> <p>以降、損傷炉心の冷却は、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により継続的に行う。</p>	<p>水位である。</p> <p>o. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）</p> <p>サプレッション・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減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置第一弁の開操作を実施する。</p> <p>さらに、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合、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、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第二弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ圧力等である。</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・プール水位等である。</p> <p>以降、損傷炉心の冷却は、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行い、また、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行う。</p> <p>p. 使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>使用済燃料プールの冷却操作については、「3.1.2.1 p. 使用済燃料プールの冷却操作」と同じ。</p> <p>q. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作</p> <p>アクセスルートの復旧、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等の実施後、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。</p> <p>r. タンクローリによる燃料給油操作</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中型ポンプに燃料給油を実施する。</p>	<p>東海第二では、MCR からの遠隔操作に失敗した場合でも 0.62MPa[gage]到達を防止するため、現場操作による第二弁開に必要な時間を踏まえて、NWL+6.5 を格納容器圧力逃がし操作による格納容器減圧及び除熱操作の実施基準としている。</p> <p>サプレッション・チェンバ圧力等：サプレッション・プール水位、ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、フィルタ装置出口放射線モニター（高レンジ・低レンジ）</p>
<p>7.2.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器</p>	<p>3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、LOCAに属する事故シーケンスのうち、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び格納容器温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA に加えて、EC</p>	<p>KKの記載を踏まえて修正</p> <p>格納容器温度：格納容器雰囲気温度と</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。</p> <p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，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，原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FP 挙動，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，格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。</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り，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位，燃料最高温度，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，本評価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>本評価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 7.2.1.3-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価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，大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため，残留熱除去系の吸込配管とする。</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，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお，代替循環冷却系は使用しないものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p>	<p>C S注水機能が喪失する「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。</p> <p>本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，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，原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FP 挙動並びに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，格納容器ベント並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位，燃料最高温度，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>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，本評価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>本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 3.1.3-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価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，大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として，再循環配管（出口ノズル）とする。</p> <p>(添付資料 1.5.2)</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し，さらに，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。なお，代替循環冷却系は使用できないものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p>	<p>格納容器壁面温度を合わせた表現</p> <p>KKはシーケンス選定段階からSBOを含めたシーケンスとしているが，東海第二ではシーケンス選定上はSBOを含めず，有効性評価の条件としてSBOを重畳させている。</p> <p>BWR5とABWRの設計の相違により破断箇所の想定が異なる（詳細は添付資料1.5.2参照）</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>外部電源は使用できないものと仮定する。 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とともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) 水素ガスの発生 水素ガスの発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コードMAAP の評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため、「(4)有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、事象の発生と同時に発生するものとする。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 最大 300m³/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(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 格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p>	<p>外部電源は使用できないものとする。 安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コードMAAP の評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生等は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環ポンプ 再循環ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水は 230m³/h（一定） を用いるものとし、原子炉水位LOまで回復後は、崩壊熱による蒸発量相当の注水流量で注水するものとする。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量配分することで実施する。 （添付資料 3.1.2.3）</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器冷却は、常設低圧代替注水系 2 台を使用するものとし、事象初期の原子炉注水実施時の格納容器スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として 130m³/h（一定） を用いるものとする。また、465kPa [gage] 到達時の格納容器スプレイ流量は、サプレッション・プール水位の上昇による格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱操作開始を早め、格納容器圧力逃がし装置による Cs-137 放出量を厳しく評価する観点から、運転手順における調整範囲の上限である 130m³/h（一定） を用いるものとする。なお、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、原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。 （添付資料 3.1.2.3）</p> <p>(f) 格納容器下部注水系（常設） 格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウ</p>	<p>水の放射線分解による水素及び酸素の発生等：金属-水反応による水素発生を含む</p> <p>東海第二では、原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムを設定</p> <p>設備設計及び運用の違い</p> <p>設備設計及び運用の違い</p> <p>東海第二では、運転手順における調整範囲（圧力抑制に必要な流量の範囲（102m³/h～130m³/h）のうち、ベント時間が早くなる観点から、130m³/hを設定している。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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による原子炉格納容器除熱 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央制御室からの遠隔操作による中間開操作（流路面積 50%開）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</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、「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、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 70 分後から開始する。</p> <p>(b) 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、原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が 190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇（約 2m）を考慮し、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.62MPa [gage]に接近した場合に実施する。</p>	<p>エル部) 水位の確保操作についても考慮しない。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置 格納容器圧力逃がし装置第二弁を全開とし、格納容器圧力が 310kPa [gage]において 13.4kg/s の排気流量にて格納容器減圧及び除熱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。</p> <p>(a) 交流電源は、常設代替高圧電源装置によって供給を開始し、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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 25 分後から開始する。また、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作ができないこと及び原子炉水位 L 0 まで回復したことを確認した場合、原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整し、格納容器冷却を停止する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した場合に開始し、400kPa [gage] に到達した場合は停止する。また、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した以降は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施しない。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱は、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達から 5 分後に実施する。</p>	<p>設備設計及び運用の違い（1Pd 基準か 2Pd 基準かについては設計メーカーの違いにも起因している）</p> <p>東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施可能な設備及び運用としている</p> <p>(a)の操作分類 「事象発生直後の中央制御室では 10 分間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+操作時間とする。」</p> <p>東海第二では原子炉注水前に代替格納容器スプレイを実施するため、190℃到達のスプレイを実施しない。</p> <p>(b)の操作分類 「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>東海第二では、MCR からの遠隔操作に失敗した場合でも 0.62MPa [gage]到達を防止するため、現場操作による第二弁開に必要な時間を踏まえて、NWL+6.5 を格納容器圧力逃がし操作による格納容器減圧及び除熱操作の実施基準としている。</p> <p>(c)の操作分類 「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を考慮する。」</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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 (Cs-137 の放出量評価) の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。</p> <p>b. 格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出※2 され、サプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。 格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は、格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後、格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。 ※2 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。</p> <p>c. 格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量は、以下の式で計算される。 $Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} : \text{原子炉格納容器からのセシウムの放出割合}$ $f_{CsI} : \text{原子炉格納容器からの CsI の放出割合 (MAAP コードでの評価値)}$ $f_{CsOH} : \text{原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 (MAAP コードでの評価値)}$ $M_I : \text{よう素の初期重量 (kg)}$ $M_{Cs} : \text{セシウムの初期重量 (kg)}$ $W_I : \text{よう素の分子量 (kg/kmol)}$ $W_{Cs} : \text{セシウムの分子量 (kg/kmol)}$ $Bq_{Cs-137} : \text{Cs-137 の炉内内蔵量 (Bq)}$ $DF : \text{格納容器圧力逃がし装置の除染係数}$</p> <p>d. 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については、格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。</p> <p>e. 格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。</p> <p>f. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。 (a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評</p>	<p>(3) 有効性評価 (Cs-137 放出量評価) の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の100%で長期間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。</p> <p>b. 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は、事象進展に応じて、格納容器内に放出されるものとする。セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が、代表的なソースタームに関する報告書である NUREG-1465 より大きく算出する。</p> <p>c. 格納容器内に放出された Cs-137 は、格納容器スプレイやサプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。</p> <p>d. 格納容器圧力逃がし装置を介して大気中へ放出される Cs-137 の放出量評価条件は以下のとおりとする。 (a) サプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出するものとする。 (b) 格納容器内から原子炉建屋への漏えいはないものとする。 (c) 格納容器圧力逃がし装置のフィルタによる除去係数は、1,000（設計値）とする。</p> <p>e. 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。 (a) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及び A E C の式等に基づき設定し</p>	<p>記載箇所の相違</p> <p>東海第二では評価の詳細を添付資料 3.1.3.4 に記載</p> <p>記載箇所の相違</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>価する。</p> <p>(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もため、非常用ガス処理系により原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p>非常用ガス処理系は、事象発生 30 分後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.2.1.3-6 図から第 7.2.1.3-8 図に、燃料最高温度の推移を第 7.2.1.3-9 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 7.2.1.3-10 図から第 7.2.1.3-13 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200℃に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台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ことによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p>	<p>た漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。</p> <p>(b) 漏えい量を保守的に見積もため、原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）により原子炉建屋原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また、原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は、大気への放出率を 1 回/日（設計値）とする。なお、原子炉建屋ガス処理系のフィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p>原子炉建屋ガス処理系は、常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生 115 分後に起動し、起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び放射性物質の除去効果は考慮しないものとする。</p> <p>(添付資料 3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6)</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3-4 図から第 3.1.3-8 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.3-9 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 3.1.3-10 図から第 3.1.3-15 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 大破断 LOCA 時に高圧・低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 9 分後に 1,200℃に到達し、また、事象発生から約 27 分後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 25 分後、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し、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）による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は冠水する。</p> <p>(添付資料 3.1.2.6)</p> <p>格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。このため、原子炉注水と同時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実施することによって、格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。</p>	<p>設備設計及び運用の違い</p> <p>セシウム-137 放出量評価には影響ないが、よう素についても除去効果を考慮していないため放射性物質とした。</p> <p>崩壊熱等：ジルコニウム-水反応、金属-水反応による発熱を含む 水蒸気等：水素を含む</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇（約2m）を考慮し、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止することから、格納容器圧力は上昇し、事象発生から約38時間経過した時点で原子炉格納容器の限界圧力に接近する。</p> <p>原子炉格納容器の限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施し、格納容器圧力及び温度を低下させる。</p> <p>格納容器温度は、格納容器ベントによる格納容器温度低下後、熔融炉心からの放熱によって数時間は上昇傾向となるが、崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器ベントによる格納容器圧力低下後、徐々に低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第7.2.1.3-10図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、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原子炉格納容器の限界圧力に接近した場合に格納容器圧力逃がし装置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の最大値は、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]を超えない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約38時間後において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の2%以下であるため、その影響は無視し得る程度である。</p>	<p>原子炉水位が原子炉水位L0に回復後、サプレッション・プール水位の上昇を抑制するため、崩壊熱による蒸発量相当の原子炉注水流量とすることで原子炉水位L0を維持するとともに、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一時停止する。</p> <p>その後、崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等の格納容器内への放出により、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、再度、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によって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。</p> <p>ベントラインの水没防止のために、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に伴うサプレッション・プール水位の上昇（約1.3m）を考慮し、サプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように、サプレッション・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スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。事象発生から約19時間経過した時点でサプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達するため、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停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施し、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させる。格納容器雰囲気温度は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施後、熔融炉心からの放熱によって上昇傾向となる期間が生じるが、崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器減圧及び除熱操作の実施により低下する。なお、格納容器減圧及び除熱実施時のサプレッション・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、ベント管真空破壊装置による真空破壊機能及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）の機能は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第3.1.3-10図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値は約0.47MPa[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。なお、格納容器バウンダリにかかる圧力が最高となる事象発生約18時間後（最も遅く最高値に到達する時間）において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の2%未満であるため、その影響は無視し得る程度である。</p>	<p>設備設計及び運用の違い</p> <p>東海第二ではベント管真空破壊装置及びベントラインの水没に対する影響を改めて記載している。</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>格納容器温度は、第7.2.1.3-11 図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、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温度（壁面温度）の最高値は約165℃となり、原子炉格納容器の限界温度200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器温度は約207℃となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約144℃であり、原子炉格納容器の限界温度200℃を超えない。</p> <p>サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は約1.4×10^{-3}TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の総放出量は約2.0TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約14TBq（7日間）となる。原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量に、ドライウエ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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約16TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、サプレッション・チェンバ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総放出量は、約4.0×10^{-3}TBq（30日間）及び約8.5×10^{-3}TBq（100日間）である。ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約3.1TBq（30日間）及び約3.2TBq（100日間）である。原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量にドライウエ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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約18TBq（30日間）及び約18TBq（100日間）であり、100TBqを下回る。</p>	<p>格納容器雰囲気温度は、第3.1.3-11 図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約157℃となり、評価項目である200℃を下回る。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約202℃となるが、この時の格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約137℃であり、評価項目である200℃を下回る。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.8）</p> <p>大気中へのCs-137放出量について、ベントラインへの移行量においては保守的に格納容器からの漏えいがない場合を想定し評価しており、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の放出量は約1.2×10^{-4}TBq（事象発生7日間）であり、評価項目である100TBqを下回る。また、ドライウエルのベントラインを経由した場合の放出量は約3.7TBq（事象発生7日間）であり、評価項目である100TBqを下回る。</p> <p>なお、格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量については、約14.3TBq（事象発生7日間）であり、格納容器からの漏えいがない場合の評価におけるサプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の放出量を加えた場合でも、約15TBq（事象発生7日間）であり、評価項目である100TBqを下回る。なお、ドライウエルのベントラインを経由した場合の放出量を加えた場合でも、約18TBq（事象発生7日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の放出量評価を行った結果、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器逃がし装置による放出量は、約1.3×10^{-4}TBq（30日間）及び1.5×10^{-4}TBq（100日間）であり、ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約4.1TBq（30日間）及び約4.1TBq（100日間）である。原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量にドライウエ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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約19TBq（30日間）及び約20TBq（100日間）であり、いずれの場合も100TBqを下回る。なお、放出量評価におい</p>	<p>ベント放出量を多く見積もる観点で、「漏えいを考慮しない解析におけるベント放出量」を評価していることを記載（KKも方法は同じ）</p> <p>代替循環冷却系を使用する場合と同様の記載を追加</p> <p>代替循環冷却系を使用する場合と同</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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7.2.1.3-6 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、第7.2.1.3-10 図に示すとおり、原子炉格納容器の限界圧力接近時点で、約38時間後に格納容器圧力逃がし装置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>本評価では、「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.2.1.3.3 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余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（代替循環冷却系を使用しない場合）では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、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による原子炉格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本格納容器破損モード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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による原</p>	<p>では、原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び除去効果を保守的に考慮しておらず、これらの効果を考慮した場合、放出量は小さくなる。</p> <p>(添付資料3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6)</p> <p>第3.1.3-4 図及び第3.1.3-6 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）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、第3.1.3-14 図に示すとおり、約19時間後にサプレッション・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スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料3.1.3.7)</p> <p>3.1.3.3 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ものとする。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（代替循環冷却系を使用できない場合）では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作とする。</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>本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。常設低圧代替</p>	<p>様の記載を追加</p> <p>東海第二では長期・短期に因らず事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作については記載している。</p> <p>東二では、大破断LOCA+高圧・低</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位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>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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、大破断LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やか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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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。また、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認しており、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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、大破断LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やか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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を行う手順となっており、原子炉水位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>格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、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不確かさが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よ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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>圧注水機能喪失＋炉心損傷を判断した場合に、代替格納容器スプレイと原子炉注水を同時に行う。（高圧・低圧注水機能喪失のみの場合は、炉心損傷防止対策のTQUVのように代替原子炉注水のみを行う）</p> <p>燃料被覆管温度等：被覆管酸化割合を含む</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなることと推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP 放出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>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内FP 挙動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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及びCORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さい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>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</p>	<p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、リロケーションを起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなることと推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP 放出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>炉心損傷後の格納容器における格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の格納容器内FP 挙動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3.1.3.8)</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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及びCORA 実験についての再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さい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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により、水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さい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>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 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、</p>	<p>備考</p> <p>MAAPコード内では、リロケーションモデルにおいて炉心の損傷状態を評価しているわけではないため、当該項目に記載すべき項目としてリロケーションのままとした。</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルはABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって、大気中へのCs-137 の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137 の総放出量は、評価項目（100TBq を下回っていること）に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.4×10^{-3} TBq（7 日間）、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約 2.0TBq（7 日間）であり、評価項目に対して余裕がある。</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 7.2.1.3-2 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>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不確かさが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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動は測定データとよ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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP 挙動及び炉心損傷後の格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。炉心損傷後の格納容器における格納容器内FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、大気中へのCs-137 の放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置によるCs-137 の放出量は、評価項目（100TBq を下回っていること）に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.2×10^{-4} TBq（7 日間）、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約 3.7TBq（7 日間）であり、評価項目である 100TBq に対して余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.8)</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 3.1.3-2 表に示すとおりであり、そ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。また、解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう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>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：Cs 放出量</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものであり、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、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(原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること及び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、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 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、解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施すること）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、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）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>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可能性がある。熔融炉心の冠水後の操作として崩壊熱による蒸発を補う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>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の開始時間が遅くなり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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 style="text-align: right;">(添付資料 3.1.2.12, 3.1.3.8)</p>	<p>ゆらぎ：当該パラメータが運転上とりうる幅として記載している</p> <p>E-LOCAでは、注水配管の破断も仮定していることから、操作手順としてはスプレイのみを記載している。</p> <p>ベント時間に対する影響も記載した</p> <p>東海第二では代替格納容器スプレイ冷却系（常設）流量の不確かさを記載</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものであり、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、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び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（ウェットウエル）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、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 7.2.1.2-15 図及び第 7.2.1.2-16 図に示すとおり、格納容器圧力は 0.62MPa [gage] を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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り、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピーク圧力であり、ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 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、解析条件で設定している崩壊熱がおおむね小さくなるため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び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、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サプレッション・プール水位及びドライウエル雰囲気温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2-16 図及び第 3.1.2-17 図に示すとおり、格納容器圧力及び温度は、それぞれ評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) 及び 200℃ を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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）は原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力の最高値は格納容器ベント時のピーク圧力であり、ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから、評価項目とな</p>	<p>備 考</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>ベント時間に対する影響も記載した</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>東海第二では代替格納容器スプレイ冷却系（常設）流量の不確かさを記載</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度、Cs 放出量</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。なお、有効性評価では2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり、この場合も原子炉注水の開始時間が早くな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。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり、この場合も原子炉注水の開始時間が早くな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>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原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃超過を確認した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており、実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており、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、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。代替格納容器スプレイへの切替え後、原子炉水位が原子炉水位低（レベル1）まで低下した場合、低圧代替注水系(常設)へ切り替えを行う。当該操作開始時間は、解析上の想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。また、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、</p>	<p>るパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.1.2.12, 3.1.3.8)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位L0まで回復した場合、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を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに、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。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、解析上の想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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力465kPa [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遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>備 考</p> <p>対応手順の相違</p> <p>解析上の想定時間を設定している</p> <p>表現を修正（操作開始の起点である格納容器圧力の上昇が緩慢であり、継続監視していることから速やかに実施可能）</p> <p>対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施）</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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0.62MPa[gage]接近時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近するのは、事象発生から約38時間後である。また、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操作が可能であり、格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、解析上の原子炉注水開始時間(70分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウム-水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また、原子炉注水操作は、代替格納容器スプレイとの切替え操作であり、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ない。</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、運転員等操作時間に与える影響として、代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃に到達時となり、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>操作条件の格納容器圧力逃がし装置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>(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</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達から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、炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準（サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m）に到達するのは、事象発生からの約19時間後である。また、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり、格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m到達時に速やかに格納容器減圧及び除熱をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.1.3.8)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の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>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、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冷却操作の開始は原子炉水位L0まで水位回復し格納容器冷却を一時停止させた後、格納容器圧力465kPa [gage]到達時点となり、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>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の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>(添付資料3.1.3.8)</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</p>	<p>備 考</p> <p>対応手順の相違（東海第二では代替格納容器スプレイと代替原子炉注水を同時に実施）</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度</p> <p>評価項目となるパラメータ：格納容器圧力・温度、Cs放出量</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>以下に示す。</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、第7.2.1.3-14図から第7.2.1.3-16図に示すとおり、事象発生から90分後（操作開始時間20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。</p> <p>なお、格納容器ベント時におけるCs放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから、放出量に与える影響は小さい。</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については、事象発生から90分後（操作開始時間20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であるため、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による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38時間後の操作であり、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>7.2.1.3.4 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>格納容器破損モード「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、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、「7.2.1.3.1 格納容器破損防止対策」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及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要</p>	<p>の結果を以下に示す。</p> <p>第3.1.3-16図から第3.1.3-18図に示すとおり、操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から50分後（操作開始時間の25分の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い、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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時におけるCs放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから、放出量に与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、操作開始までの時間は事象発生から約3.9時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、操作が大幅に遅れるような場合でも、格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）に到達するまでの時間は事象発生後約14時間後であり、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約19時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料3.1.3.8, 3.1.3.9)</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>3.1.3.4 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>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり21名であり、災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所外から2時間</p>	<p>・対応手順の相違</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>員を4名含めた場合でも対処可能である。</p> <p>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「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、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約7,400m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約14,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。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。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547kL）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、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>以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「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、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5,490m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に4,300m³及び西側淡水貯水設備に4,300m³、合計8,600m³の水を保有しており、可搬型代替注水中型ポンプを用いて、西側淡水貯水設備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 style="text-align: right;">（添付資料3.1.3.10）</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、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯槽への補給について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による7日間の代替淡水貯槽への補給の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.3.11）</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 電源</p> <p>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1,104kW、7号炉で約1,071kW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>7.2.1.3.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）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による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「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」について、代替循環冷却系を使用しない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、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による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、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。</p>	<p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は約2,653kWであるが、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>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料3.1.3.12)</p> <p>3.1.3.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することによって、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、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）による原子炉注水手段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手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備している。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置は、多重化設計とする代替循環冷却系のさらなる後段の対策であり、重大事故時に事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について、代替循環冷却系を使用できない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで、格納容器冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要</p>	<p>東海第二における代替循環冷却系が使用できない場合の評価の位置付けを記載</p> <p>ジルコニウム-水反応等：水の放射線分解、金属-水反応を含む</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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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，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）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による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>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，格納容器破損モード「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，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，格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「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)

第 7.2.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用しない場合) (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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して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
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系の安全機能の喪失を確認する。	-	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【燃料冷却系系統流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	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。これにより炉内高圧系統 (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。中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができないうちに、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系 (常設) の準備を開始する。	炉内が電式直流電源設備	-
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することにより炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応により水素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	-	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内水素濃度 (SA)
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系 (常設) 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、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。 ドライウェル内雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 復水貯蔵槽水位 (SA) ドライウェル内雰囲気温度

【】：重大事故等対処設備 (設計基準並)

第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用できない場合) (1/5)

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
原子炉スクラム、LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 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。 格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達したことにより LOCA が発生したことを確認する。 	主蒸気隔離弁*	-	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S/A) M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧* 緊急用 M/C 電圧 ドライウェル圧力* サブプレッショ・チェンバ圧力*
原子炉への注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。 	-	-	原子炉隔離時冷却系系統流量*
炉心損傷の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、格納容器雰囲気放射線モニタの γ 線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合とするとする。 	-	-	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)*
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 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を試みるが、失敗したことを確認する。 中央制御室からの遠隔操作により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する。 以上より、早期の電源回復不能を確認する。 	-	-	-

3.1.3-35

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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 7.2.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用しない場合) (2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
代替格納容器スポンジ冷却系 (常設) による原子格納容器冷却	格納容器温度が 190℃に到達した場合、推進手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後、代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) により原子格納容器冷却を実施する。 推進手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スブレイを交互に実施する。 格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントドラインタイムを越えないように格納容器スブレイを停止する。	常設代替電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	トライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水系流量 (RRR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SU) サブプレッション・チェンバ・プール水位
格納容器止力逃がし装置による原子格納容器加熱	格納容器止力逃がし装置が動作した場合、格納容器止力逃がし装置による原子格納容器加熱を実施する。	格納容器止力逃がし装置	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 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口圧力 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口圧力

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用できない場合) (2/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) による原子格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 緊急用母線の受電を確認後、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し、常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。 代替格納容器スブレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を開始した後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	緊急用 M/C 電圧 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 代替淡水貯槽水位 低圧代替注水系格納容器スブレイ流量 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ・プール圧力 代替淡水貯槽水位 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) ドライウエル雰囲気温度

3.1.3-36

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

備考

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第3.1.3-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について
 (代替循環冷却系を使用できない場合) (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
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。 外部電源の機能回復操作を実施する。 	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水中型ポンプ準備及びホース敷設後、可搬型代替注水中型ポンプ準備等を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
常設代替注水電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替注水電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替注水電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 中央制御室からの遠隔操作により常設代替注水電源装置から緊急用母線を介して非常用母線2C及び2Dを受電する。 	常設代替注水電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧*
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替注水電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。 	中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	—	—
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替注水電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。 	ほう酸水注入系*	—	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

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

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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3.1.3-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について
 (代替循環冷却系を使用できない場合) (4/5)

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
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドラライエール) 水位の確保操作	・原子炉水位LO到達を判断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を停止した後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドラライエール) への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	低圧代替注水系格納容器下部注水流 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA)
酸素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドラライエール) 水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により酸素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	ー	ー
サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作	・酸素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。	ー	ー	ー
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	・格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達したことを確認した場合、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) による格納容器冷却を実施する。 ・格納容器圧力を 465kPa [gage] と 400kPa [gage] の間で制御する。 ・格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に伴うサプレッション・プール水位上昇を考慮しても、サプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように格納容器スプレイを停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	サプレッション・プール水位* ドライエール圧力* 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 代替淡水貯槽水位

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第3.1.3-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について
 (代替循環冷却系を使用できない場合) (5/5)

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
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側)	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達後，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による格納容器減圧及び除熱の準備を開始する。 サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達後，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による格納容器減圧及び除熱を開始する。 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールの注水及び冷却を実施する。 	格納容器圧力逃がし装置	—	サブプレッション・プール水位* ドライウエル圧力* サブプレッション・チェンバ側圧力* フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)
使用済燃料プールの冷却操作	—	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。 	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機			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	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件						
原子炉熱出力	MAAP 3,926MWt	—	原子炉熱出力	MAAP 3,293MW	—	
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉熱出力として設定	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 (セパレーター 端から+119cm)	定格原子炉圧力として設定	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカーフト下端から+126cm)	通常運転水位を設定	
炉心流量	52,200t/h	通常運転時の原子炉水位として設定	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定	
燃料	9×9燃料 (A型)	—	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ることから、代表的に9×9燃料 (A型)を設定	
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	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	
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器容積 (ドライウエル)			
格納容器容積 (ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウエットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器容積 (ウエットウエル)			
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	真空破壊装置			
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定	サブプレッション・チェンバ・プール水位			
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限值として設定	サブプレッション・チェンバ・プール水温			
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	格納容器圧力			
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	格納容器温度			
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	外部水源の温度			
第3.1.3-2表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用できない場合) (1/5)						
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード	解析コード	MAAP	—	
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定	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 (セパレーター スカーフト下端から+126cm)	通常運転水位を設定	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカーフト下端から+126cm)	通常運転水位を設定	
炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定	
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ることから、代表的に9×9燃料 (A型)を設定	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ることから、代表的に9×9燃料 (A型)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	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	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	
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値を設定	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値を設定	
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブプレッション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる少なるための水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブプレッション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる少なるための水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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 7.2.1.3-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用しない場合) (2/4)</p>				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定		
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定		
	外部電源	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重量することから、外部電源が喪失するものとして設定		
水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない		
<p>第 3.1.3-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用できない場合) (2/5)</p>				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
初期条件	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	
	サブプレッション・プール水温度	32℃	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温度として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバース間差圧)	設計値を設定	
	外部水源の温度	35℃	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温度として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温度を設定	
	ペデスタル (ドライウエル部) のプール水	考慮しない	ペデスタル (ドライウエル部) には通常運転時からプール水が存在するが、格納容器の熱容量に寄与することから、格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として、ペデスタル (ドライウエル部) のプール水を考慮しない	

赤字：設備，運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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)

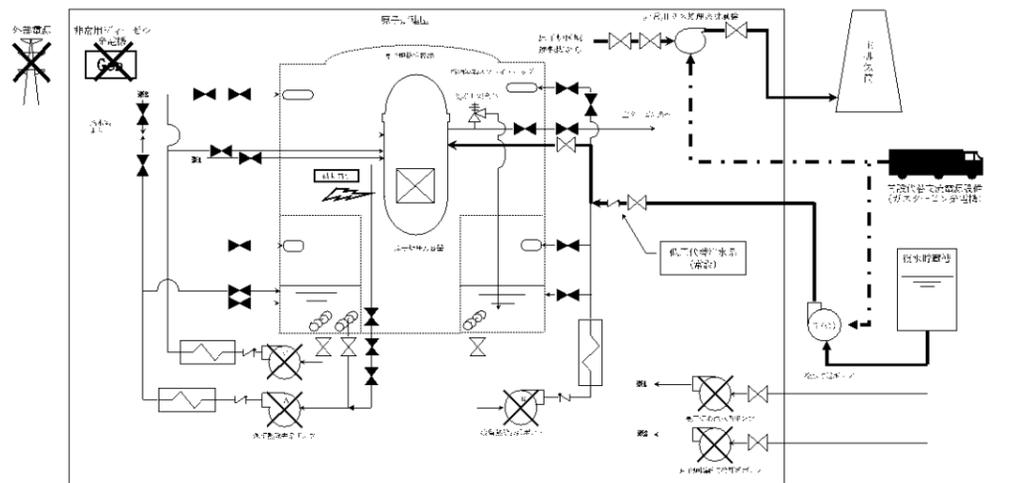
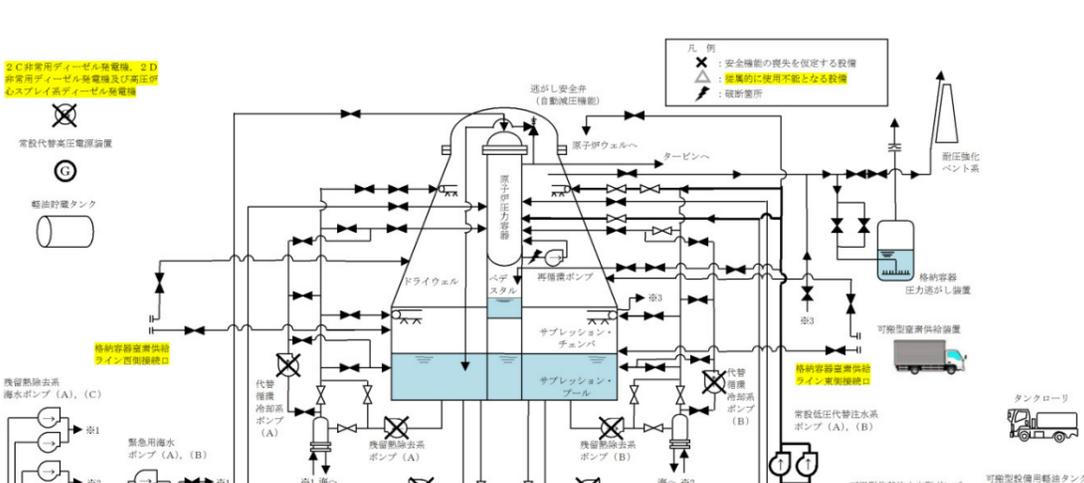
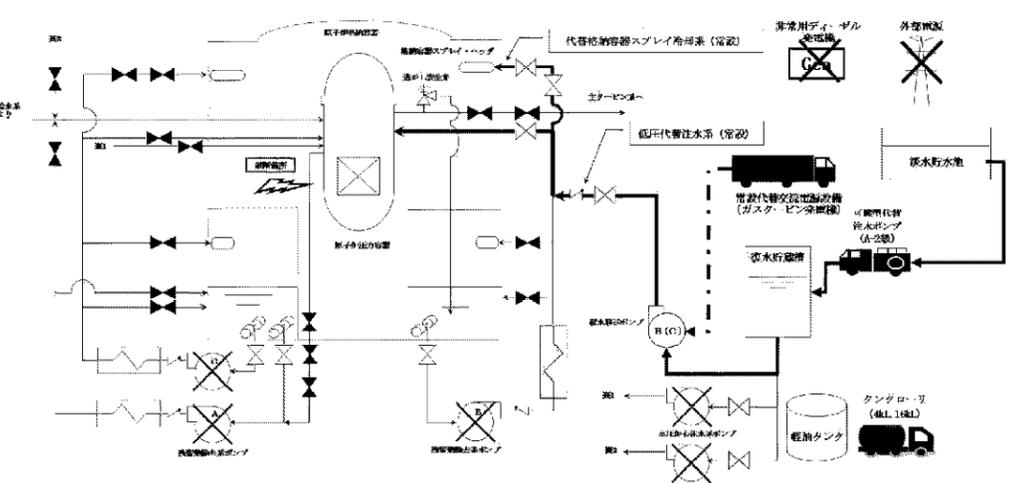
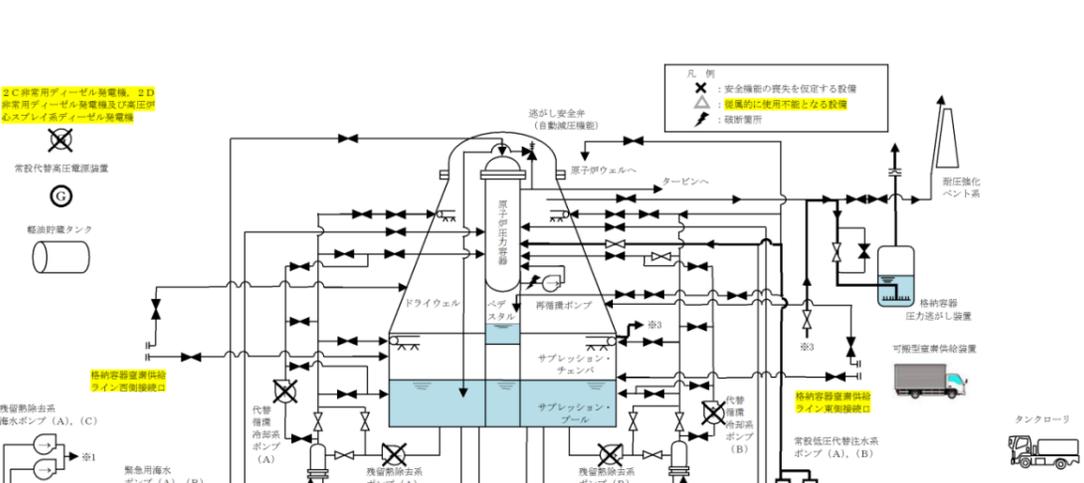
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.2.1.3-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用しない場合) (3/4)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム 最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 復水移送ポンプ 2台による注水特性		
低圧代替注水系 (常設)	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 格納容器圧力が0.62MPa [gauge]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積50%開)にて原子炉格納容器除熱	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		
重大事故等対策に関連する機器条件				
第 3.1.3-2 表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用できない場合) (3/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
起因事象	大破断LOCA 再循環配管 (出口ノズル) の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として，原子炉圧力容器パウンドリに接続する配管のうち，口径が最大である再循環配管 (出口ノズル) における両端破断を設定		
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 全交流動力電源喪失	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 全交流動力電源喪失の重量を考慮し設定		
外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定		
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に対する影響が軽微であることから考慮していない		
事故条件				

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第7.2.1.3-2表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用しない場合) (4/4)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する操作条件				
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定		
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	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後、格納容器温度が190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定		
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力が0.62MPa [gage] 接近時	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定		
第3.1.3-2表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用できない場合) (4/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時の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) 信号にててててててるものとして設定		
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定		
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定		
低圧代替注水系 (常設)	注水流量：230m ³ /h (一定)	炉心冷却の維持に必要な流量として設定		
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	事象初期の原子炉注水実施時スプレイ流量：130m ³ /h (一定) 465kPa [gage] 到達時スプレイ流量：130m ³ /h (一定)	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定		
格納容器下部注水系 (常設)	解析上考慮しない	サブレシジョン・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点から、運転手順の流量調整範囲 (102m ³ /h~130m ³ /h) における上限を設定		
格納容器下部注水系 (常設)	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペデスタル (ドライウェル部) のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドライウェル部) 水位の確保操作についても考慮しない。			
格納容器圧力逃がし装置	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から、機設計上の最低要求値である最少流量特性を設定		

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)

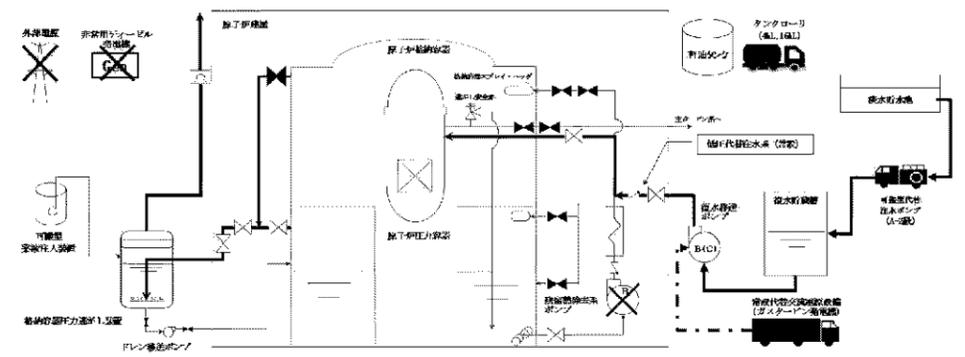
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考									
<p>第3.1.3-2表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却系を使用できない場合) (5/5)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1317 1434 2021 1839">項目</th> <th data-bbox="1317 932 2021 1434">主要解析条件</th> <th data-bbox="1317 233 2021 932">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1386 1434 1952 1839"> 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側) </td> <td data-bbox="1386 932 1952 1434"> 事象発生から25分後 格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時 サプレッション・プールの水位が通常水位 + 6.5m 到達から5分後 </td> <td data-bbox="1386 233 1952 932"> 常設代替高圧電源装置，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) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定 運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定 評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) への到達防止を踏まえて設定 </td> </tr> <tr> <td colspan="3" data-bbox="1386 1759 1952 1839" style="text-align: center;">重大事故等対策に関連する操作条件</td> </tr> </tbody> </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緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側)	事象発生から25分後 格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時 サプレッション・プールの水位が通常水位 + 6.5m 到達から5分後	常設代替高圧電源装置，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) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定 運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定 評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) への到達防止を踏まえて設定	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緊急用母線の受電操作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操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側)	事象発生から25分後 格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時 サプレッション・プールの水位が通常水位 + 6.5m 到達から5分後	常設代替高圧電源装置，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) 及び低圧代替注水系 (常設) の準備に要する時間を考慮して設定 運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定 評価項目である最高使用圧力の2倍 (620kPa [gage]) への到達防止を踏まえて設定							
		重大事故等対策に関連する操作条件									

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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)

<p>柏崎刈羽原子力発電所6/7号機</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備考</p>
 <p>第 7.2.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用しない場合) (1/3) (原子炉注水)</p>	 <p>第 3.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用できない場合) (1/2) (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ィ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)</p>	<p>凡例： ⊗：安全機能の喪失を仮定する設備 △：実質的に使用不能となる設備 ⊚：破断箇所</p>
 <p>第 7.2.1.3-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用しない場合) (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)</p> <p>※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。</p>	 <p>第 3.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用できない場合) (2/2) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱段階)</p>	<p>凡例： ⊗：安全機能の喪失を仮定する設備 △：実質的に使用不能となる設備 ⊚：破断箇所</p>

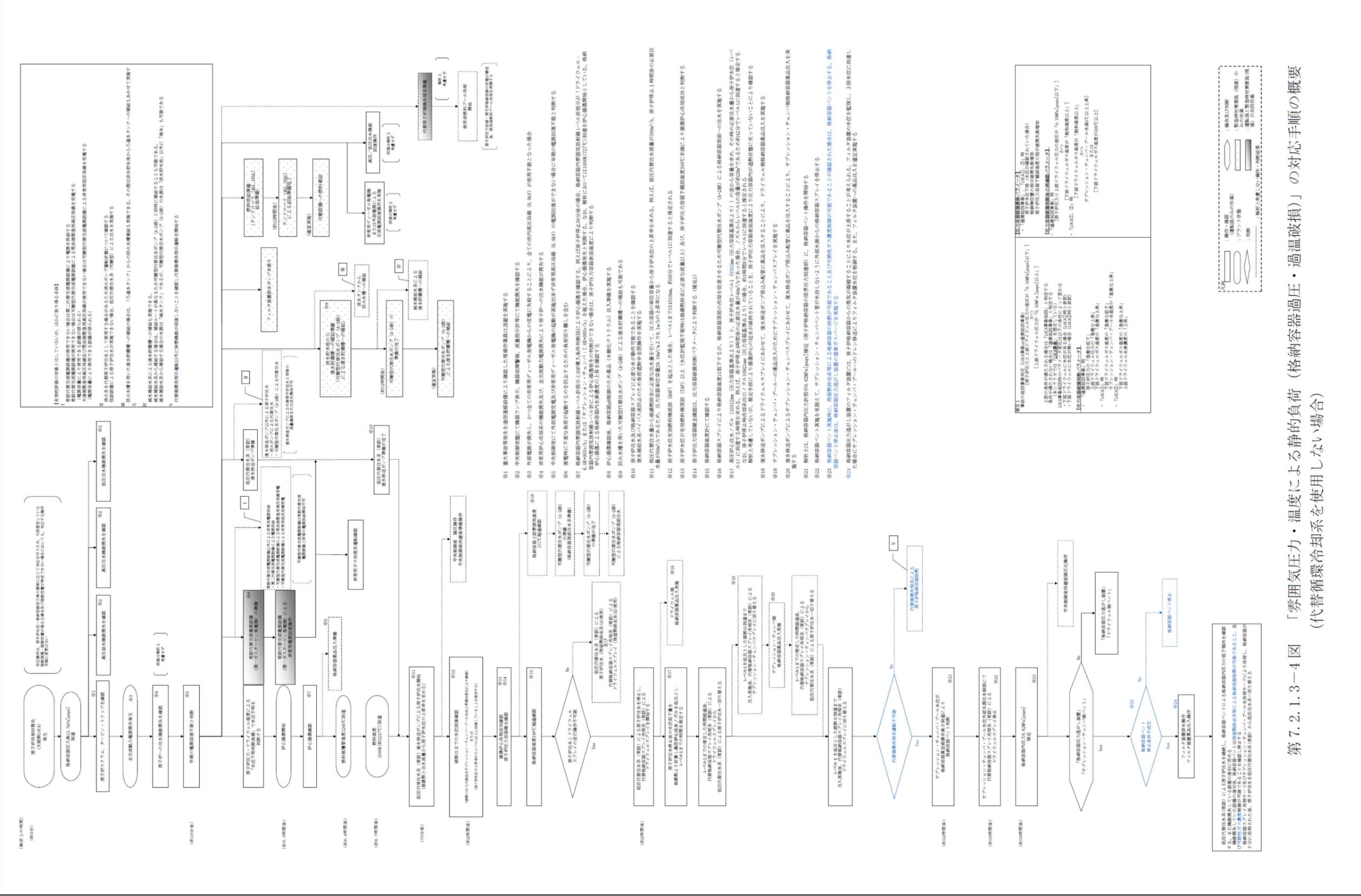
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

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7.2.1.3-3図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用しない場合）（3/3） （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）</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)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



第7.2.1.3-4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用しない場合)

備 考
<p>【右側の図】は、図7.2.1.3-4の対応手順の概要を示しているが、図7.2.1.3-4の対応手順の概要とは異なる。図7.2.1.3-4の対応手順の概要は、図7.2.1.3-4の対応手順の概要を示している。図7.2.1.3-4の対応手順の概要は、図7.2.1.3-4の対応手順の概要を示している。</p> <p>【左側の図】は、図7.2.1.3-4の対応手順の概要を示しているが、図7.2.1.3-4の対応手順の概要とは異なる。図7.2.1.3-4の対応手順の概要は、図7.2.1.3-4の対応手順の概要を示している。図7.2.1.3-4の対応手順の概要は、図7.2.1.3-4の対応手順の概要を示している。</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	備考
<p>【有効性評価の対象としていない事項に関する注記】</p> <p>I 電源喪失により使用できない設備が限られるが、常設代替格納容器が使用できない場合は可搬型代替格納容器により受電する。</p> <p>II 格納容器圧力過剰により格納容器が破損する可能性があるが、常設代替格納容器が使用できない場合は可搬型代替格納容器により受電する。</p> <p>III 格納容器圧力過剰により格納容器が破損する可能性があるが、常設代替格納容器が使用できない場合は可搬型代替格納容器により受電する。</p> <p>IV 格納容器圧力過剰により格納容器が破損する可能性があるが、常設代替格納容器が使用できない場合は可搬型代替格納容器により受電する。</p> <p>V 格納容器圧力過剰により格納容器が破損する可能性があるが、常設代替格納容器が使用できない場合は可搬型代替格納容器により受電する。</p> <p>VI 格納容器圧力過剰により格納容器が破損する可能性があるが、常設代替格納容器が使用できない場合は可搬型代替格納容器により受電する。</p>	<p>備 考</p>
<p>以上の特記事項に付、常設代替格納容器を用いた格納容器圧力過剰による格納容器破損防止措置は、中央制御室待機室の雰囲気冷却系を確保することにより、常設代替格納容器を用いた格納容器圧力過剰による格納容器破損防止措置を実施することとなる。また、格納容器圧力過剰による格納容器破損防止措置は、中央制御室待機室の雰囲気冷却系を確保することにより、常設代替格納容器を用いた格納容器圧力過剰による格納容器破損防止措置を実施することとなる。</p>	<p>備 考</p>

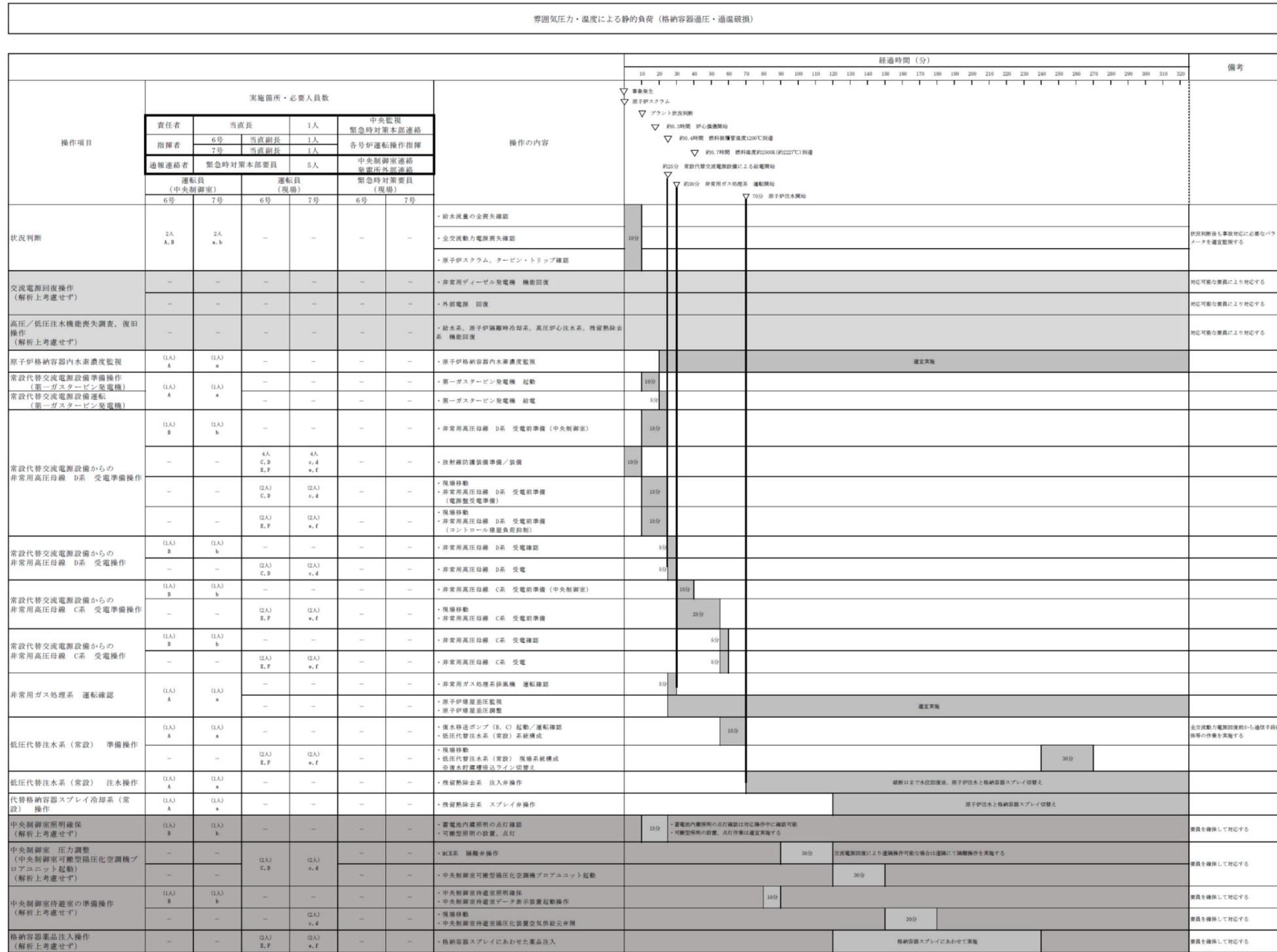
第 3.1.3-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用できない場合)

3.1.3-47

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



第 7.2.1.3-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用しない場合) (1/2)

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 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		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)						
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後に移動してきた要員			操作の内容	経過時間 (分)	備考
	責任者	当直発電長	1人			
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初期での指揮 発電所内外連絡		
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)			
状況判断	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 ●L.O.C.A.発生の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び過熱安全弁 (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失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認 ●炉心損傷の確認	10分	
早期の電源回復不能の確認	1人 A	-	-	●高圧炉心スプレイズ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
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台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分	
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ズ冷却系 (常設) 及び低圧代替注水系 (常設) の起動操作	1人 B	-	-	●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代替格納容器スプレイズ冷却系 (常設) による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作 ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	4分 2分	
	1人 A	-	-	●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ズ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	
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ズ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	1人 A	-	-	●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ズ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量調整操作	6分	原子炉注水及び格納容器冷却開始後、適宜状態監視
常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベドスタル (ドライウェル部) 水位の確認操作	1人 A	-	-	●格納容器下部注水系 (常設) によるベドスタル (ドライウェル部) 注水に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベドスタル (ドライウェル部) 水位の調整操作	4分	流量調整後 (崩壊熱相当)、適宜状態監視
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	1人 A	-	-	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作		20分 水位調整後、適宜状態監視
サプレッション・プール水位制御装置による薬液注入操作	1人 A	-	-	●サプレッション・プール水位制御装置による薬液注入操作		8分 適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視
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操作 (中央制御室)	35分	
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作 (現場)	75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台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 5分	
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	1人 B	-	-	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作 ●中央制御室換気系の起動操作	5分	起動操作実施後、適宜状態監視
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	1人 B	-	-	●ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2分	起動操作実施後、適宜状態監視 ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視

第 3.1.3-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用できない場合) (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

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)																													
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)										備考											
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対応要員 (設備)			2	4	6	8	12	16	20	24	28	32		36	40	44								
	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	-	-	-	-	・既設熱源去水 注入非操作	格納容器注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																					
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・既設熱源去水 スプレイ非操作	運転員が注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																					
非常用ガス処理系による原子炉建屋負圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉建屋負圧監視 ・原子炉建屋負圧調整	運転員																			格納容器ベント準備操作として非常用ガス処理系を停止する		
原子炉ウエル注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉ウエル注水	上記ドメイン内管内空気温度低下を確保 業務による水位低下を考慮して定期的に注水																					
	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護準備/装備 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉ウエルへの注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続)	10分																				要員を確保して対応する	
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉ウエルへの注水	120分	運転員																			格納容器ベント準備操作として非常用ガス処理系を停止する	
代替原子炉補機冷却系 準備操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・既設移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系接続	30分																				要員を確保して対応する	
	-	-	-	-	13人 (参加)	13人 (参加)	・放射線防護準備/装備 ・既設移動 ・設備材料搬送及びホース敷設、移動及び注水準備	10分																				要員を確保して対応する	
代替原子炉補機冷却系 運転 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	10時間	運転員																			格納容器ベント準備操作として非常用ガス処理系を停止する	
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による使用済燃料プールへの補給	120分	再起動準備として使用済燃料プールへの補給を実施する																				
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系系接続	30分	再起動準備として再運転の準備を実施する																			燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分	燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの水位を再調する 必要に応じて使用済燃料プールへの補給を実施する																				
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人	6人	・放射線防護準備/装備 ・既設移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	10分	30分																				
	-	-	-	-	(4人) ※1	(4人) ※1	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給	10分	運転員																			格納容器ベント前に待機準備及び待機を実施する 待機時間は作業エリアの放射線量測定値となる	
給油準備	-	-	-	-	※1	※1	・軽油タンクからタンクローリー (10L) への補給	120分																				タンクローリー (10L) 降量に応じて運転員がタンクから補給	
給油作業	-	-	-	-	※1	(2人)	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	10分	運転員																			格納容器ベント前にガスタービン発電機用燃料タンクが給油しないように給油する	
中央制御室待避室の陽圧化 (解析上考慮せず)	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室陽圧化装置空気供給作業 ・中央制御室待避室陽圧調整	10分																				格納容器ベント実施の30分前または格納容器ベント操作に運転員が現場への移動を開始した際に実施する 中央制御室待避室陽圧化操作完了後、格納容器ベント操作要員は待避室へ移動する	
	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室陽圧化監視 ・中央制御室待避室陽圧調整	10分	運転員																			中央制御室待避室が陽圧化されていることを確認により継続する。必要に応じて陽圧調整 部により陽圧調整を実施する	
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 (格納容器二次隔離非操作、バックダリ構成、非常用ガス処理系停止)	60分																					
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・放射線防護準備/装備 ・格納容器ベント準備 (バックダリ構成)	10分																					
	-	-	-	-	2人 (参加) ※2	2人 (参加) ※3	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	40分																				格納容器ベント前に待機準備及び待機を実施する	
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視	10分	運転員																			待避室へ待機し格納容器ベント状態を監視する	
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器一次隔離非操作)	60分	運転員																			格納容器ベント操作待機室へ待機する	
給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護準備/装備 ・軽油タンクからタンクローリー (4L) への補給	10分	140分																				タンクローリー (4L) 降量に応じて運転員がタンクから補給
	-	-	-	-	2人	2人	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	10分	運転員																			格納容器ベント前に待機準備及び待機を実施する 一時待機中に燃料が供給しないように補給する 待機時間は作業エリアの放射線量測定値となる	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 e, f, ※1, ※2	8人 ※2 (参加)	8人 ※3 (参加)																							

第 7.2.1.3-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用しない場合) (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 重大事故等対策の有効性評価 比較表（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

東海第二発電所				備考	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）					
操作項目	実施箇所・必要要員数			経過時間（時間）	備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		
				▽約 3.9 時間 格納容器圧力 465kPa [gauge] 到達	
				▽約 16 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m 到達	
				▽約 19 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m 到達	
				▽約 42.6 時間 代替淡水貯槽残量 1,000m ³ 到達	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	[1人] A	-	-	流量調整後（崩壊熱相当）、適宜状態監視	解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	[1人] A	-	-	間欠スプレイにより格納容器圧力を 400kPa [gauge] から 465kPa [gauge] の間に維持	解析上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、奥運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	[1人] A	-	-	6分	
	-	[2人]+1人 C, D, E	-	125分	解析上考慮しない
	1人 副発電長	[3人] C, D, E	-	35分	第一非操作完了後、緊急時対策所に退避する
中央制御室待避室の準備操作	[1人] B	-	-	45分	
	-	-	3人 （参集）	20分	
	-	-	-	15分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ）	[1人] A	-	-	3分	
	-	-	[3人] （参集）	2分	
	-	-	-	10分	格納容器ベント実施後、適宜状態監視
	[1人] B	-	-	30分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
	1人+ [2人] 発電長, A, B	-	-	45分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
使用済燃料プールの冷却操作	[1人] A	-	-	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動まで実施する
	-	-	-	20分	解析上考慮しない 25時間までに実施する
	-	-	-	15分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	170分	炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	[8人] c~j		
	-	-	[2人] c, d		適宜実施 水源枯渇までは十分余裕がある
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 （参集）		
	2人 A, B	3人 C, D, E	10人e~j 及び参集5人	90分	適宜実施 タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する

第 3.1.3-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（2/2）

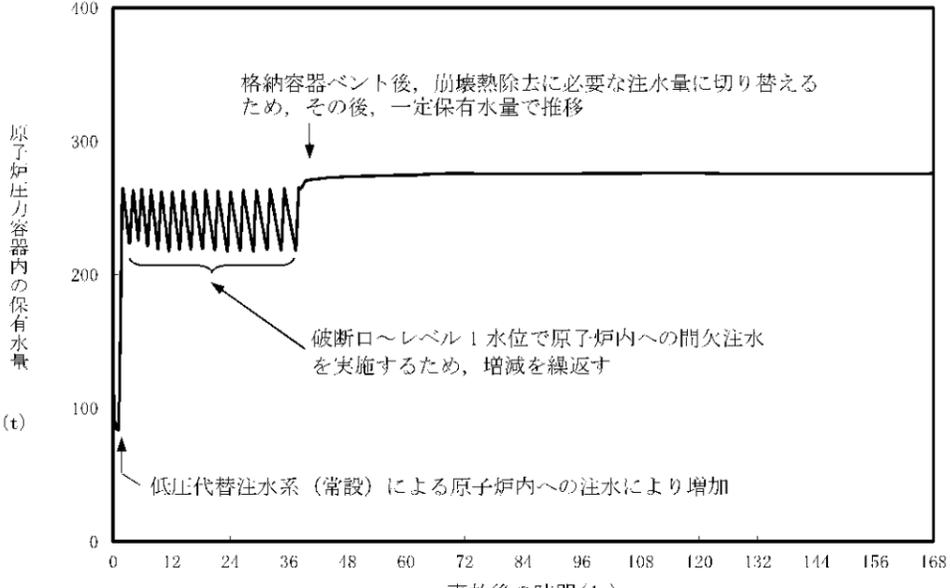
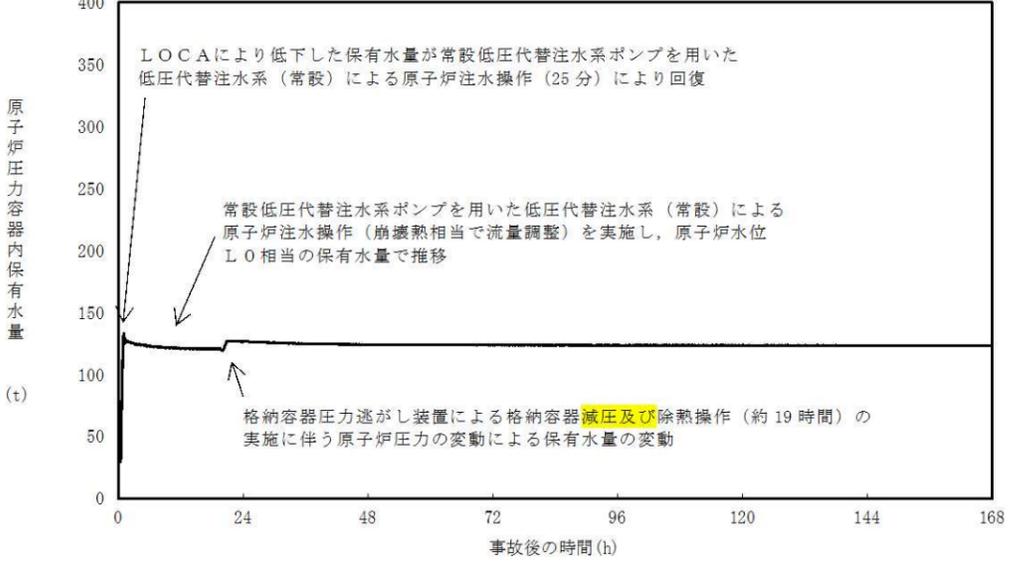
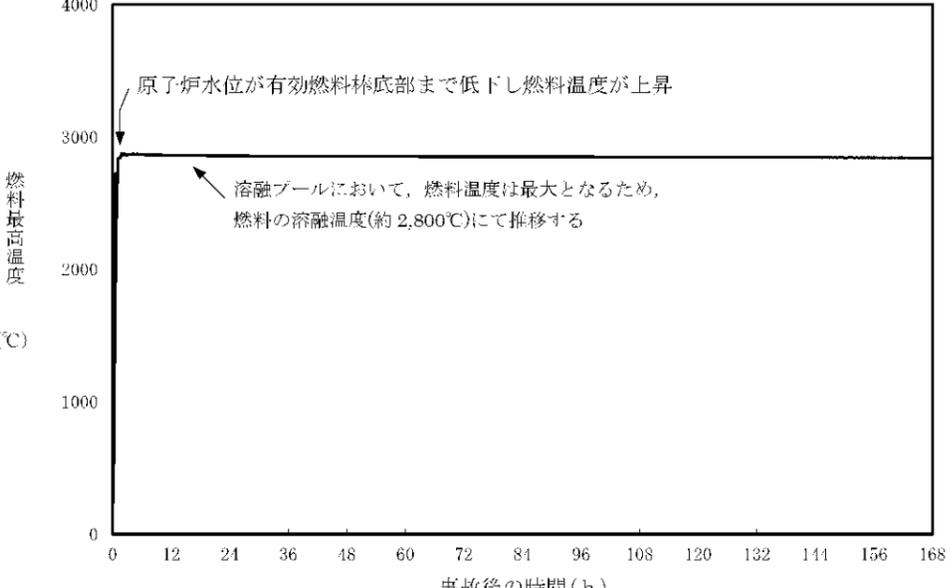
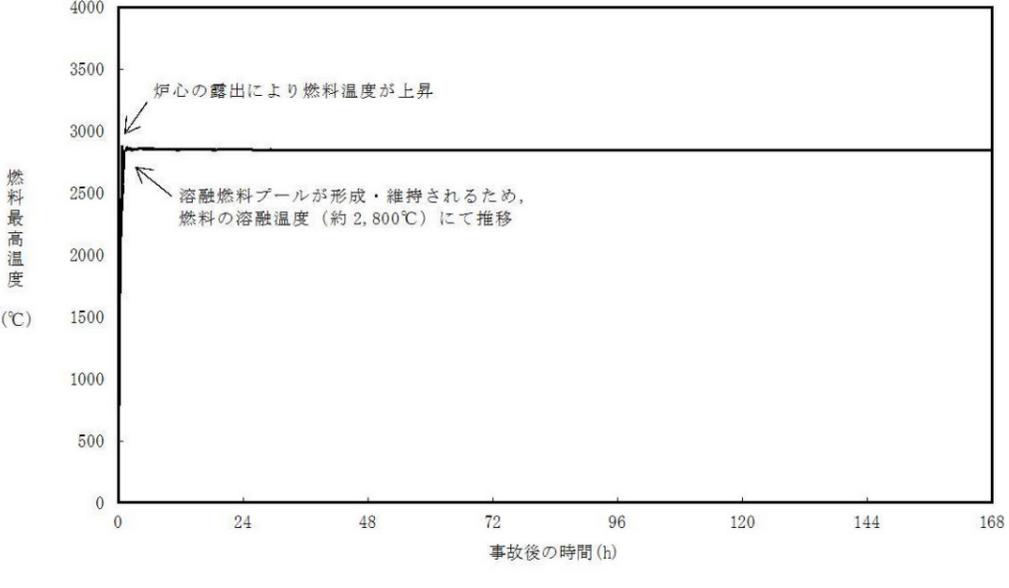
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.3-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 3.1.3-4 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	
<p>第 7.2.1.3-7 図 注水流量の推移</p>	<p>第 3.2.1.3-5 図 注水流量の推移</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)

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
	<p>第 3.1.3-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (~3 時間)</p>	<p>第 3.1.3-7 図 注水流量の推移 (~3 時間)</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>第 7. 2. 1. 3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	 <p>第 3. 1. 3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	
 <p>第 7. 2. 1. 3-9 図 燃料最高温度の推移</p>	 <p>第 3. 1. 3-9 図 燃料最高温度の推移</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)

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7. 2. 1. 3-10 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 3. 1. 3-10 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7. 2. 1. 3-11 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>第 3. 1. 3-11 図 格納容器雰囲気温度の推移</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)

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	<p>第 3.1.3-12 図 格納容器圧力の推移 (～3 時間)</p>	<p>備考</p>
	<p>第 3.1.3-13 図 格納容器雰囲気温度の推移 (～3 時間)</p>	<p>備考</p>

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

柏崎刈羽発電所 6 / 7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.3-12 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 3.1.3-14 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7.2.1.3-13 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 3.1.3-15 図 サプレッション・プール水温度の推移</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)

柏崎刈羽発電所 6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>格納容器ベントにより原子炉減圧が生じ、シュラウド内水位が上昇</p> <p>シュラウド内水位</p> <p>シュラウド外水位</p> <p>破断口高さ</p> <p>原子炉水位(レベル1)</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>冠水後は、原子炉注水量を 90m³/h に低減し、破断口～レベル1水位で原子炉内への間欠注水を実施</p> <p>事象発生後から 90 分後に低圧代替注水系 (常設) による原子炉内への注水により水位回復</p> <p>損傷炉心は炉心位置に保持 (溶融炉心の下部プレナムへの移行は発生しない)</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>LOCAにより低下したシュラウド内水位が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (50 分) により回復</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (約 21 時間) の実施に伴い、原子炉圧力が低下しシュラウド内水位が上昇</p> <p>シュラウド内 (二相水位)</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>原子炉水位LO</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>シュラウド外 (コラプスト水位)</p> <p>事故後の時間(h)</p>	
<p>第 7.2.1.3-14 図 操作開始時間 20 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>	<p>第 3.1.3-16 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	
<p>格納容器ベント (約 38 時間) による圧力低下</p> <p>最大圧力約 0.62MPa [gage]</p> <p>原7号格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage]</p> <p>ドライウエル</p> <p>サブプレッション・チェンバ</p> <p>格納容器スプレイ作動に伴う圧力変化、格納容器スプレイは原子炉注水 (レベル1～破断口にて制御) 以外で実施</p> <p>格納容器スプレイ (約 2.3 時間後)</p> <p>残留熱除去系配管破断により原子炉内から流出する蒸気による格納容器圧力上昇</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントにより、ドライウエルに比べて圧力低下が早い</p> <p>事故後の時間(h)</p>	<p>LOCA破断口からの蒸気流出に伴い格納容器圧力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操作 (50 分) を実施し格納容器圧力の上昇を抑制</p> <p>0.62MPa [gage]</p> <p>ドライウエル</p> <p>サブプレッション・チェンバ</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 (約 5.1 時間) に伴う圧力変化</p> <p>最大圧力 約 0.47MPa [gage] (約 5.1 時間)</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (約 21 時間) の実施に伴う格納容器圧力の低下</p> <p>格納容器圧力低下後、サブプレッション・プールの沸騰に伴い、一時的に圧力上昇するが、崩壊熱の減少により徐々に圧力低下</p> <p>ベント管の水没長さ分の水頭圧によるドライウエルとサブプレッション・チェンバの圧力差</p> <p>事故後の時間(h)</p>	
<p>第 7.2.1.3-15 図 操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移</p>	<p>第 3.1.3-17 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器圧力の推移</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)

柏崎刈羽発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.2.1.3-16 図 操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移</p>	<p>第 3.1.3-18 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>備考</p>