

島根原子力発電所 2号炉 審査資料	
資料番号	EP-015 改 64(比)
提出年月日	令和3年3月1日

島根原子力発電所 2号炉

重大事故等対策の有効性評価 比較表

令和3年3月

中国電力株式会社

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 目次]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>目次</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>1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定</p> <p>1.3 評価に当たって考慮する事項</p> <p>1.4 有効性評価に使用する計算プログラム</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>1.6 解析の実施</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>1.8 必要な要員及び資源の評価方針</p> <p>付録1 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</p> <p>付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果</p> <p><u>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</u></p> <p>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</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)</p> <p>2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗</p> <p>2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失</p> <p>2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗</p> <p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>目次</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>1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定</p> <p>1.3 評価に当たって考慮する事項</p> <p>1.4 有効性評価に使用する計算プログラム</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>1.6 解析の実施</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>1.8 必要な要員及び資源の評価方針</p> <p>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</p> <p>付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価</p> <p><u>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</u></p> <p>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</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)</p> <p>2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</p> <p>2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)</p> <p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.6 LOCA時注水機能喪失</p> <p>2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>目次</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>1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定</p> <p>1.3 評価に当たって考慮する事項</p> <p>1.4 有効性評価に使用する計算プログラム</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>1.6 解析の実施</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>1.8 必要な要員及び資源の評価方針</p> <p>付録1 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</p> <p>付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価</p> <p>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</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)</p> <p>2.3.2 全交流動力電源喪失(TBU)</p> <p>2.3.3 全交流動力電源喪失(TBD)</p> <p>2.3.4 全交流動力電源喪失(TBP)</p> <p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.6 LOCA時注水機能喪失</p> <p>2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>備考</p> <p>・資料構成の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 トピカルレポート化に伴い、同様の資料を付録していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 運転中の原子炉における重大事故</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>3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合</p> <p>3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</p> <p>3.4 水素燃焼</p> <p>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>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</p> <p>4.1 想定事故1</p> <p>4.2 想定事故2</p> <p>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</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>6. 必要な要員及び資源の評価</p> <p>6.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>6.3 重大事故等対策時に必要な水源, 燃料及び電源の評価結果</p>	<p><u>2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失</u></p> <p>3. 運転中の原子炉における重大事故</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>3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合</p> <p>3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</p> <p>3.4 水素燃焼</p> <p>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>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</p> <p>4.1 想定事故1</p> <p>4.2 想定事故2</p> <p>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</p> <p>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)</p> <p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>6. 必要な要員及び資源の評価</p> <p>6.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>6.3 重大事故等対策時に必要な水源, 燃料及び電源の評価結果</p>	<p>3. 運転中の原子炉における重大事故</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>3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合</p> <p>3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合</p> <p>3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</p> <p>3.4 水素燃焼</p> <p>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>4. 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>4.1 想定事故1</p> <p>4.2 想定事故2</p> <p>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</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>6. 必要な要員及び資源の評価</p> <p>6.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>6.3 重大事故等対策時に必要な水源, 燃料及び電源の評価結果</p>	<p>【東海第二】</p> <p>東海第二固有の事故シーケンスグループであるため, 作成していない。</p> <p>(以降, 同様な相違については記載省略)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 目次</p> <p>添付資料 1. 2. 1 定期検査工程の概要</p>	<p>添付資料 目次</p> <p><u>添付資料 1. 1. 1 重大事故等対策における深層防護の考え方について</u></p> <p><u>添付資料 1. 2. 1 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について</u></p> <p><u>添付資料 1. 2. 2 サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について</u></p> <p><u>添付資料 1. 2. 3 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について</u></p> <p><u>添付資料 1. 2. 4 格納容器破損防止対策の各評価事故シーケンスにおける評価項目について</u></p> <p><u>添付資料 1. 2. 5 施設定期検査工程の概要</u></p> <p><u>添付資料 1. 3. 1 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について</u></p>	<p>添付資料 目次</p> <p><u>(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)</u></p> <p><u>添付資料 1. 2. 1 定期事業者検査工程の概要</u></p>	<p>【東海第二】 補足説明資料「4. 深層防護の考え方について」に記載している。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「45. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について」に記載している。</p> <p>【東海第二】 サプレッション・プール水位上昇による水頭圧を考慮しても格納容器限界圧力に至らないことを確認していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 水頭差を考慮した原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の設定に関する参考資料であるため、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 格納容器破損防止対策各事故シーケンスの本文において、評価項目について記載しているため、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「40. 有</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 1. 3. 1 重大事故等対策の有効性評価における作業ごとの成立性確認結果について</p>	<p><u>添付資料 1. 3. 2 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について</u></p> <p><u>添付資料 1. 3. 3 外部電源喪失に伴う原子炉スクラム及び格納容器隔離について</u></p> <p>添付資料 1. 3. 4 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について</p> <p><u>添付資料 1. 3. 5 事象発生時の状況判断について</u></p> <p><u>添付資料 1. 3. 6 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について</u></p> <p><u>添付資料 1. 3. 7 安定状態の考え方について</u></p>	<p>添付資料 1. 3. 1 重大事故等対策の有効性評価における作業ごとの成立性確認結果について</p>	<p>効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について」に記載している。</p> <p>【東海第二】 各評価事故シーケンスの「(2)有効性評価の条件」に記載していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 原子炉スクラム及び格納容器隔離に係る論理回路の基本設計について説明した資料であるため、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 事象発生時に必要な状況判断については各事故シーケンス等の図「対応手順の概要」に記載していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 各事故シーケンスの「(2)有効性評価の条件 c. 重大事故等対策に関連する操作条件」に記載していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 各事故シーケンス等</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 1. 4. 1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について</p> <p>添付資料 1. 5. 1 <u>柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ</u></p> <p>添付資料 1. 5. 2 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について</p>	<p>添付資料 1. 4. 1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について</p> <p>添付資料 1. 5. 1 <u>東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ</u></p> <p>添付資料 1. 5. 2 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び破断面積設定の考え方について</p> <p><u>添付資料 1. 5. 3 サプレッション・プール初期水位について</u></p> <p><u>添付資料 1. 5. 4 外部水源温度の条件設定の根拠について</u></p> <p><u>添付資料 1. 5. 5 給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性</u></p> <p><u>添付資料 1. 5. 6 逃がし安全弁の解析条件設定について</u></p>	<p>添付資料 1. 4. 1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について</p> <p>添付資料 1. 5. 1 <u>島根原子力発電所 2号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ</u></p> <p>添付資料 1. 5. 2 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について</p> <p><u>添付資料 1. 5. 3 有効性評価に用いる崩壊熱について</u></p>	<p>の添付資料「安定状態について」にて記載していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, MOX 適用プラントであることから, 当該の添付資料を作成している。</p> <p>【東海第二】 東海第二固有の解析条件の設定の考え方を説明する資料であるため, 同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 東海第二の解析条件の設定の考え方を説明する資料であるため, 同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「15. 給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 東海第二固有の解析条件の設定の考え方を説明する資料であるため, 同様の添付資料は作</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 1. 5. 3 <u>使用済燃料プール</u>における重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について</p> <p>添付資料 1. 7. 1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー</p>	<p><u>添付資料 1. 5. 7 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について</u></p> <p><u>添付資料 1. 5. 8 重大事故等対処設備としての逃がし安全弁 7 個の十分性について</u></p> <p>添付資料 1. 5. 9 <u>使用済燃料プール</u>における重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について</p> <p>添付資料 1. 7. 1 解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー</p> <p><u>添付資料 2. 1. 1 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について</u></p>	<p><u>添付資料 1. 5. 4 燃料プール</u>における重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について</p> <p>添付資料 1. 7. 1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー</p> <p>(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)</p> <p>(2. 1 高圧・低圧注水機能喪失)</p>	<p>成していない。</p> <p>【東海第二】 東海第二固有の解析条件の設定の考え方を説明する資料であるため、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は逃がし安全弁 12 弁全てを重大事故等対処設備としていることから、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 当該シーケンスで燃料被覆管最高温度が平均出力燃料集合体で発生していることに関して、その理由と妥当性を記載した資料であるが、島根 2 号炉は、補足説明資料「8. 高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について」に記載しており、記載内容に相違はない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>添付資料 2.1.1</u> 安定状態について</p> <p><u>添付資料 2.1.2</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.3</u> 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p><u>添付資料 2.1.4</u> 7日間における水源の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.5</u> 7日間における燃料の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)</p>	<p><u>添付資料 2.1.2</u> 安定状態について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.3</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.4</u> 7日間における水源の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.5</u> 7日間における燃料の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.6</u> 常設代替交流電源設備の負荷(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.7</u> <u>格納容器圧力逃がし装置の第二弁開操作を現場にて実施する場合の時間余裕</u></p>	<p><u>添付資料 2.1.1</u> 安定状態について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.2</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.3</u> 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.4</u> 7日間における水源の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.5</u> 7日間における燃料の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.1.6</u> 常設代替交流電源設備の負荷(高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p>(2.2 高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.2.1</u> 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の運転実績について</p> <p><u>添付資料 2.2.2</u> 安定状態について(高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.2.3</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧注水・減圧機能喪失)</p>	<p>【東海第二】</p> <p>格納容器圧力が 1 Pd から 2 Pd に到達するまでの時間を評価し、現場操作の余裕時間を確認している資料であるが、過圧の観点で厳しい「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」における評価事故シーケンスとの比較から時間余裕があることを確認しているため、同様の添付資料は作成していない。</p>
<p><u>添付資料 2.2.1</u> 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の運転実績について</p> <p><u>添付資料 2.2.2</u> 安定状態について</p> <p><u>添付資料 2.2.3</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧注水・減圧機能喪失)</p>	<p><u>添付資料 2.2.1</u> 安定状態について(高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.2.2</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.2.3</u> <u>高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方</u></p>	<p><u>添付資料 2.2.1</u> 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の運転実績について</p> <p><u>添付資料 2.2.2</u> 安定状態について(高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2.2.3</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧注水・減圧機能喪失)</p>	<p>【東海第二】</p> <p>高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数について、ベースケースでは 3 系統に期待し</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2.2.4 7 日間における燃料の対応について(高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p>添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について</p> <p>添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について</p> <p>添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>添付資料 2.3.1.4 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について</p> <p>添付資料 2.3.1.5 安定状態について</p> <p>添付資料 2.3.1.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))</p>	<p>添付資料 2.2.4 7 日間における燃料の対応について (高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p>添付資料 2.2.5 常設代替交流電源設備の負荷 (高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p>添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について</p> <p>添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時における原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>添付資料 2.3.1.1 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について</p> <p>添付資料 2.3.1.4 安定状態について (全交流動力電源喪失 (長期 T B))</p> <p>添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失 (長期 T B))</p>	<p>添付資料 2.2.4 7 日間における燃料の対応について(高圧注水・減圧機能喪失)</p> <p>(2.3 全交流動力電源喪失)</p> <p>(2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期 T B))</p> <p>添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について</p> <p>添付資料 2.3.1.2 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時における原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>添付資料 2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について</p> <p>添付資料 2.3.1.4 安定状態について(全交流動力電源喪失 (長期 T B))</p> <p>添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失 (長期 T B))</p>	<p>ており, 1 系統のみに期待した場合の感度解析を示した資料であるが, 島根 2 号炉はベースケースにおいて 1 系統のみに期待した解析としており, 内容は同等であるため, 同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は, 高圧注水・減圧機能喪失時に常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため, 同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 「添付資料 2.6.2 敷地境界での実効線量評価について」にて記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2.3.1.7 7 日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))</p> <p>添付資料 2.3.1.8 7 日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))</p> <p>添付資料 2.3.1.9 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))</p>	<p>添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源の対応について (全交流動力電源喪失 (長期TB))</p> <p>添付資料 2.3.1.7 7 日間における燃料の対応について (全交流動力電源喪失 (長期TB))</p> <p>添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (長期TB))</p> <p><u>添付資料 2.3.1.9 再循環系ポンプからのリークについて</u></p> <p><u>添付資料 2.3.2.1 蓄電池による給電時間評価結果について</u></p>	<p>添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失 (長期TB))</p> <p>添付資料 2.3.1.7 7 日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失 (長期TB))</p> <p>添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失 (長期TB))</p> <p>(2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBU))</p>	<p>【東海第二】</p> <p>全交流動力電源喪失時における再循環ポンプメカニカルシール部からの原子炉冷却材の漏えい量について記載された資料であるが、島根2号炉は、補足説明資料「7. 原子炉再循環ポンプからのリークについて」に記載しており、記載内容に相違はない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>高圧代替注水系に必要な負荷を記載した資料であるが、島根2号炉は、「添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について」にRCIC及びHPACに必要な負荷を合わせて記載している。</p>
<p>添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の 24 時間運転継続に期待することの妥当性について</p> <p>添付資料 2.3.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)</p>	<p>添付資料 2.3.2.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における高圧代替注水系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について</p> <p>添付資料 2.3.2.3 安定状態について (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU))</p> <p>添付資料 2.3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU))</p>	<p>添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失 (TBU) 時において高圧原子炉代替注水系の8時間運転継続に期待することの妥当性について</p> <p>添付資料 2.3.2.2 安定状態について(全交流動力電源喪失 (TBU))</p> <p>添付資料 2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失 (TBU))</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2.3.4.1 安定状態について</p> <p>添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗)</p> <p>添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始操作の時間余裕について</p> <p>添付資料 2.3.4.4 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗)</p> <p>添付資料 2.3.4.5 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗)</p> <p>添付資料 2.3.4.6 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗)</p>	<p>添付資料 2.3.2.5 原子炉注水開始が遅れた場合の時間余裕について</p> <p>添付資料 2.3.2.6 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(TBD, TBU))</p> <p>添付資料 2.3.2.7 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(TBD, TBU))</p> <p>添付資料 2.3.2.8 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(TBD, TBU))</p> <p>添付資料 2.3.3.1 安定状態について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.3.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.3.3 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.3.4 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.3.5 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.3.6 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.3.7 逃がし安全弁吹出量の影響について</p>	<p>添付資料 2.3.2.4 注水開始操作の時間余裕について</p> <p>(2.3.4 全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.4.1 安定状態について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始操作の時間余裕について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.4.4 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.4.5 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(TBP))</p> <p>添付資料 2.3.4.6 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(TBP))</p>	<p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、長期TBの評価結果と同様であるため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、長期TBの評価結果と同様であるため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、長期TBの評価結果と同様であるため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>仮に逃がし安全弁の吹出量が設計以上に大</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2. 4. 1. 1 安定状態について</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 3 7 日間における水源の対応について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 4 7 日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p>	<p>添付資料 2. 4. 1. 1 安定状態について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p><u>添付資料 2. 4. 1. 3 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について</u></p> <p>添付資料 2. 4. 1. 4 7 日間における水源の対応について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 5 7 日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p>	<p>(2. 4 崩壊熱除去機能喪失)</p> <p>(2. 4. 1 取水機能が喪失した場合)</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 1 安定状態について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2. 4. 1. 3 7 日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p>	<p>きくなくなった場合の評価項目に与える影響を評価した資料であり、島根2号炉は解析条件と最確条件は同様であり評価項目に与える影響はないため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 非常用ディーゼル発電機が起動した場合の影響について記載した資料であるが、島根2号炉は、補足説明資料「9. 取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について」にて記載しており、記載内容に相違はない。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時はS/Cを水源としており、外部水源に期待していないため、同様の添付資料を作成していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.1 安定状態について</p> <p>添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.3 7日間における水源の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.4 7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性</p> <p>添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>添付資料 2.5.3 安定状態について</p> <p>添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉停止機能喪失)</p> <p>添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>添付資料 2.5.9 外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>添付資料 2.5.6 初期炉心流量の相違による評価結果への影響</p>	<p>添付資料 2.4.1.6 常設代替交流電源設備の負荷(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.1 安定状態について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.3 7日間における水源の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.4 7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.5.1 <u>プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について</u></p> <p>添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>添付資料 2.5.3 安定状態について(原子炉停止機能喪失)</p> <p>添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉停止機能喪失)</p> <p>添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>添付資料 2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響</p>	<p>添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p> <p>(2.4.2 残留熱除去系が故障した場合)</p> <p>添付資料 2.4.2.1 安定状態について(<u>崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)</u>)</p> <p>添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.3 7日間における水源の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.4 7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>(2.5 原子炉停止機能喪失)</p> <p>添付資料 2.5.1 <u>評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性</u></p> <p>添付資料 2.5.2 <u>Pu同位体組成による動的ボイド係数、動的ドップラ係数への影響</u></p> <p>添付資料 2.5.3 自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>添付資料 2.5.4 安定状態について(<u>原子炉停止機能喪失</u>)</p> <p>添付資料 2.5.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉停止機能喪失)</p> <p>添付資料 2.5.6 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>添付資料 2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>添付資料 2.5.8 <u>初期炉心流量の相違による評価結果への影響</u></p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, MOX 適用プラントであることから, 当該の添付資料を作成している。</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉は, 炉心流量 100%をベースケースとしていることから, 炉心流量 85%とした当該の添付資料を作成している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2. 5. 10 SLC 起動を手動起動としていることについての整理</p> <p>添付資料 2. 5. 7 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>添付資料 2. 5. 8 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響</p> <p>添付資料 2. 6. 1 中小破断 LOCA の事象想定について</p>	<p>添付資料 2. 5. 8 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理</p> <p>添付資料 2. 5. 6 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>添付資料 2. 5. 11 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響</p> <p>添付資料 2. 5. 9 7 日間における燃料の対応について (原子炉停止機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2. 5. 10 常設代替交流電源設備の負荷 (原子炉停止機能喪失)</u></p> <p>添付資料 2. 6. 1 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について</p> <p>添付資料 2. 6. 2 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価について</p> <p><u>添付資料 2. 6. 3 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価に対する指針との対比について</u></p> <p>添付資料 2. 6. 4 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について</p>	<p><u>添付資料 2. 5. 9 残留熱除去系の起動操作遅れの影響について</u></p> <p>添付資料 2. 5. 10 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理</p> <p>添付資料 2. 5. 11 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>添付資料 2. 5. 12 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響</p> <p>添付資料 2. 5. 13 7 日間における燃料の対応について (原子炉停止機能喪失)</p> <p>(2. 6 LOCA時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 1 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について</p> <p>添付資料 2. 6. 2 敷地境界での実効線量評価について</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を確認するために, 当該の添付資料を作成している。</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉は, 原子炉停止機能喪失時に常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため, 同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉は, 評価上必要な条件は本文中に記載していることから, 同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出を考慮した場合の影響については, 非常用ガス処理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2. 6. 2 安定状態について</p> <p>添付資料 2. 6. 3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(LOCA 時注水機能喪失)</p> <p><u>添付資料 2. 6. 4 LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について</u></p>	<p>添付資料 2. 6. 5 安定状態について (LOCA時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (LOCA時注水機能喪失)</p>	<p>添付資料 2. 6. 3 安定状態について(LOCA時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(LOCA時注水機能喪失)</p>	<p>系による系外放出を考慮している設計基準事故の「原子炉冷却材喪失」の評価結果が、「全交流動力電源喪失」における実効線量よりも小さい値となっており、その影響は小さく有意ではないことを確認していることから、同様の添付資料は作成していない。</p>
<p>添付資料 2. 6. 5 7 日間における水源の対応について(LOCA 時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 6 7 日間における燃料の対応について(LOCA 時注水機能喪失)</p>	<p>添付資料 2. 6. 7 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について (LOCA時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 8 7 日間における水源の対応について (LOCA時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 9 7 日間における燃料の対応について (LOCA時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 10 常設代替交流電源設備の負荷 (LOCA時注水機能喪失)</p>	<p>添付資料 2. 6. 5 減圧・注水操作の時間余裕について</p> <p>添付資料 2. 6. 6 7 日間における水源の対応について(LOCA 時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 7 7 日間における燃料の対応について(LOCA 時注水機能喪失)</p> <p>添付資料 2. 6. 8 常設代替交流電源設備の負荷 (LOCA時注水機能喪失)</p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>「添付資料 2. 6. 1 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について」にて記載している。</p>
<p>添付資料 2. 7. 1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について</p>	<p>添付資料 2. 7. 1 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作について</p> <p>添付資料 2. 7. 2 インターフェイスシステムLOCA発生時の破断面積及び現場環境等について</p> <p>添付資料 2. 7. 3 <u>インターフェイスシステムLOCA時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について</u></p>	<p>(2. 7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))</p> <p>添付資料 2. 7. 1 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作について</p> <p>添付資料 2. 7. 2 インターフェイスシステムLOCA発生時の破断面積及び現場環境等について</p>	<p>【東海第二】</p> <p>ISLOCA と LOCA(DBA)を比較した場合、ISLOCA</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>添付資料 2.7.2</u> 安定状態について</p> <p><u>添付資料 2.7.3</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(インターフェイスシステム LOCA)</p> <p><u>添付資料 2.7.4</u> 7 日間における燃料の対応について(インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p><u>添付資料 2.7.4</u> 安定状態について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p> <p><u>添付資料 2.7.5</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p> <p><u>添付資料 2.7.6</u> 7 日間における水源の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p> <p><u>添付資料 2.7.7</u> 7 日間における燃料の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p> <p><u>添付資料 2.7.8</u> 常設代替交流電源設備の負荷 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p> <p><u>添付資料 2.8.1</u> 基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について</p> <p><u>添付資料 2.8.2</u> 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について</p> <p><u>添付資料 2.8.3</u> 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について</p> <p><u>添付資料 2.8.4</u> 7 日間における水源の対応について (津波浸水に</p>	<p><u>添付資料 2.7.3</u> 安定状態について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p> <p><u>添付資料 2.7.4</u> 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p> <p><u>添付資料 2.7.5</u> 7 日間における燃料の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))</p>	<p>は格納容器外へ熱量が流出し、格納容器圧力及び温度の観点では LOCA (DBA) 事象の方が厳しくなることを説明した資料であるため、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は、ISLOCA 時は S/C を水源としており、外部水源に期待していないため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉では、ISLOCA 時に常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため、同様の添付資料を作成していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 3.1.2.1 格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全性に与える影響について(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>添付資料 3.1.2.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)における炉心の損傷状態及び損</p>	<p><u>よる最終ヒートシンク喪失)</u> 添付資料 2.8.5 7 日間における燃料の対応について (津波浸水による最終ヒートシンク喪失) 添付資料 2.8.6 常設代替交流電源設備の負荷 (津波浸水による最終ヒートシンク喪失) 添付資料 2.8.7 全交流動力電源喪失 (長期TB) との事故対応の相違点について</p> <p>添付資料 3.1.2.1 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について</p> <p>添付資料 3.1.2.2 原子炉水位不明時の対応について</p> <p>添付資料 3.1.2.3 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について</p> <p>添付資料 3.1.2.8 格納容器雰囲気温度が格納容器の健全性に与える影響について (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>添付資料 3.1.2.6 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損</p>	<p>(3. 運転中の原子炉における重大事故) (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))</p> <p>添付資料 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損</p>	<p>【東海第二】 補足説明資料「19. 炉心損傷, 原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 個別の操作に係る詳細な判断基準を示した内容であり, このような運転操作の考え方についてはプラント固有なものではないため, 島根2号炉は同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「4. 深層防護の考え方について」にて記載している。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は, 格納容器雰囲気温度最高値が200℃を超えないため, 同様の添付資料を作成していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>傷炉心の位置について</p> <p>添付資料 3.1.2.3 安定状態について(代替循環冷却系を使用する場合)</p> <p>添付資料 3.1.2.4 原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について</p> <p>添付資料 3.1.2.5 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について</p> <p>添付資料 3.1.2.6 原子炉格納容器漏えい率の設定について</p> <p>添付資料 3.1.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(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)))</p> <p>添付資料 3.1.2.8 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について</p> <p>添付資料 3.1.2.9 7 日間における水源の対応について(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)</p> <p>添付資料 3.1.2.10 7 日間における燃料の対応について(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)</p> <p>添付資料 3.1.2.11 常設代替交流電源設備の負荷(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)</p>	<p>傷炉心の位置について</p> <p>添付資料 3.1.2.9 安定状態について(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))</p> <p>添付資料 3.1.2.10 格納容器内に存在するアルミニウム/亜鉛の反応により発生する水素の影響について</p> <p>添付資料 3.1.2.4 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量評価について</p> <p>添付資料 3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について</p> <p>添付資料 3.1.2.7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について(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>添付資料 3.1.2.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(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))</p> <p>添付資料 3.1.2.12 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について</p> <p>添付資料 3.1.2.13 7 日間における水源の対応について(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))</p> <p>添付資料 3.1.2.14 7 日間における燃料の対応について(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))</p> <p>添付資料 3.1.2.15 常設代替交流電源設備の負荷(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))</p> <p>添付資料 3.1.2.16 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応操作について</p>	<p>傷炉心の位置について</p> <p>添付資料 3.1.2.2 安定状態について(残留熱代替除去系を使用する場合)</p> <p>添付資料 3.1.2.3 原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について</p> <p>添付資料 3.1.2.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について(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>添付資料 3.1.2.5 原子炉格納容器漏えい率の設定について</p> <p>添付資料 3.1.2.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(残留熱代替除去系を使用する場合)))</p> <p>添付資料 3.1.2.7 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について</p> <p>添付資料 3.1.2.8 7 日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(残留熱代替除去系を使用する場合)</p> <p>添付資料 3.1.2.9 7 日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(残留熱代替除去系を使用する場合)</p> <p>添付資料 3.1.2.10 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(残留熱代替除去系を使用する場合)</p>	<p>備考</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は「3.1.2.2(4) 有効性評価の結果 b. 評価項目等」に記載していることから、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 酸素濃度を基準に窒素を注入する東海第二固有の対応操作に関する資料であることから、</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について</p> <p>添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について</p> <p>添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却系を使用しない場合における格納容器圧力逃がし装置からのCs-137 放出量評価について</p> <p>添付資料 3.1.3.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について</p> <p>添付資料 3.1.3.5 安定状態について(代替循環冷却系を使用しない場合)</p> <p>添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p>	<p><u>添付資料 3.1.3.1 東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損防止対策について</u></p> <p>添付資料 3.1.3.2 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について</p> <p>添付資料 3.1.3.13 非凝縮性ガスの影響について</p> <p><u>添付資料 3.1.3.3 崩壊熱による蒸発量相当の注水量について</u></p> <p>添付資料 3.1.3.4 格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137 の放出量評価</p> <p>添付資料 3.1.3.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 の漏えい量評価等について</p> <p><u>添付資料 3.1.3.6 格納容器内での除去効果について</u></p> <p>添付資料 3.1.3.7 安定状態について(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))</p> <p>添付資料 3.1.3.8 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p>	<p>添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について</p> <p>添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について</p> <p>添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのCs-137 放出量評価について</p> <p>添付資料 3.1.3.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について(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>添付資料 3.1.3.5 安定状態について(残留熱代替除去系を使用しない場合)</p> <p>添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p>	<p>同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>MARK-II 型格納容器の東海第二において、代替循環冷却系を多重化している等の固有の設計を説明した資料であることから、島根2号炉では同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>「第 3.1.3.2-1(2) 図注水流量の推移」にて崩壊熱相当の注水量の推移を示していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>補足説明資料「12. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果」にて記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>価について(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)))</p> <p>添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>添付資料 3.1.3.8 7日間における水源の対応について(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)</p> <p>添付資料 3.1.3.9 7日間における燃料の対応について(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)</p> <p>添付資料 3.1.3.10 常設代替交流電源設備の負荷(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)</p> <p>添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について</p> <p>添付資料 3.2.3 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け</p> <p>添付資料 3.2.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について</p>	<p>について(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))</p> <p>添付資料 3.1.3.9 注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>添付資料 3.1.3.10 7日間における水源の対応について(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))</p> <p>添付資料 3.1.3.11 7日間における燃料の対応について(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))</p> <p>添付資料 3.1.3.12 常設代替交流電源設備の負荷(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))</p> <p>添付資料 3.1.3.14 サプレッション・プール水位上昇による真空破壊弁への影響について</p> <p>添付資料 3.2.6 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について</p> <p>添付資料 3.2.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価について</p> <p>添付資料 3.2.1 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について</p>	<p>について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(残留熱代替除去系を使用しない場合)))</p> <p>添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>添付資料 3.1.3.8 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作開始を限界圧力接近時とした場合の影響</p> <p>添付資料 3.1.3.9 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(残留熱代替除去系を使用しない場合)</p> <p>添付資料 3.1.3.10 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(残留熱代替除去系を使用しない場合)</p> <p>添付資料 3.1.3.11 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(残留熱代替除去系を使用しない場合)</p> <p>(3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について</p> <p>添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置づけ</p> <p>添付資料 3.2.3 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p>	<p>備考</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉では、真空破壊弁水没後の格納容器圧力評価(MAAP)を実施しており本文中に評価結果を記載しているため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>補足説明資料「10. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について」にて記載し</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>添付資料 3. 2. 2 原子炉圧力容器の破損判断について</u></p> <p><u>添付資料 3. 2. 3 ペDESTAL (ドライウェル部) 内の水位管理方法について</u></p> <p><u>添付資料 3. 2. 4 高温ガスによる原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えい可能性と事象進展等に与える影響について</u></p> <p><u>添付資料 3. 2. 7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について (高压溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱)</u></p> <p><u>添付資料 3. 2. 8 安定状態について (高压溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱)</u></p>		<p>ている。</p> <p>【東海第二】 R P V破損判断から注水開始までの余裕時間が短い東海第二固有の資料であることから、同様の添付資料は作成していない。なお、破損判断は「3. 2. 1(3)h. 原子炉圧力容器破損確認」等に記載している。</p> <p>【東海第二】 通常運転時から下部ペDESTALに水張りをしている東海第二固有の資料であることから、同様の添付資料は作成していない。なお、原子炉格納容器下部への注水操作は「3. 2. 1(3) i. 溶融炉心への注水」等に記載している。</p> <p>【東海第二】 「添付資料 3. 2. 4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について (高压溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱)」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 「3. 5. 2(3) 有効性評価の結果 b. 評価項目等」に記載していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 「添付資料 3. 5. 1 安定状態について (溶融炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.5 7 日間における水源の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.6 7 日間における燃料の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p>	<p>添付資料 3.2.9 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.10 代替循環冷却系による原子炉注水を考慮しない場合の影響評価について</p> <p>添付資料 3.2.11 7 日間における水源の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.12 7 日間における燃料の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.13 常設代替交流電源設備の負荷(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.14 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冠水評価について</p> <p>添付資料 3.2.15 コリウムシールド材料の選定について</p> <p>添付資料 3.2.16 コリウムシールド厚さ, 高さの設定について</p>	<p>添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.5 7 日間における水源の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.6 7 日間における燃料の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p> <p>添付資料 3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)</p>	<p>心・コンクリート相互作用)」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱において、原子炉注水をベースケースで考慮していないため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 「添付資料 3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「27. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「27. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に関する知見の整理</p> <p>添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価</p> <p>添付資料 3.3.3 <u>原子炉格納容器下部</u>への水張り実施の適切性</p>	<p><u>添付資料 3.2.17 原子炉圧力容器の破損位置について</u></p> <p><u>添付資料 3.2.18 格納容器内に注入する窒素温度条件について</u></p> <p>添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用 <u>(炉外F C I)</u>に関する知見の整理について</p> <p>添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を<u>想定</u>した場合の<u>格納容器</u>の健全性への影響評価</p> <p><u>添付資料 3.3.3 J A S M I N E</u>解析について</p> <p><u>添付資料 3.3.4 水蒸気爆発評価の解析モデルについて</u></p>	<p><u>(3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用)</u></p> <p>添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に関する知見の整理</p> <p>添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を<u>仮定</u>した場合の<u>原子炉格納容器</u>の健全性への影響評価</p> <p>添付資料 3.3.3 <u>原子炉格納容器下部</u>への水張り実施の適切性</p>	<p>作用の影響について」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「32. 原子炉圧力容器の破損位置について」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、窒素の注入温度を最確値における最大温度でベースケースの評価を実施していることから、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 「添付資料 1.5.1 島根原子力発電所 2号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ」及び「添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 添付資料「1.5.1 島根原子力発電所 2号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ」にて記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)</p> <p><u>添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響</u></p>	<p><u>添付資料 3.3.5 水蒸気爆発発生時のコリウムシールドへの影響</u></p> <p>添付資料 3.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)</p> <p>添付資料 3.3.7 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響</p>	<p>添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)</p>	<p>【東海第二】</p> <p>原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用において、水蒸気爆発が起こる可能性は低いことから、同様の添付資料を作成していない。なお、強度として問題のない材料を当社も用いている。</p>
<p>添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響</p>	<p>添付資料 3.3.7 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響</p>	<p>添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響は解析コードの説明資料において感度解析を実施しており、感度が小さいことを確認していることから、同様の添付資料は作成していない。</p>
<p>添付資料 3.3.6 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響</p>	<p>添付資料 3.3.8 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響</p>	<p>添付資料 3.3.5 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響</p>	
<p>添付資料 3.4.1 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響</p> <p>添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について</p>	<p>添付資料 3.4.5 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響について</p> <p>添付資料 3.4.1 水の放射線分解の評価について</p>	<p>(3.4 水素燃焼)</p> <p>添付資料 3.4.1 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響</p> <p>添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について</p>	
	<p><u>添付資料 3.4.2 シビアアクシデント条件下で用いる G 値の設定について</u></p>		<p>【東海第二】</p> <p>補足説明資料「2. G 値について」及び「16. 実効 G 値に係る電力共同研究の追加実験について」にて記載してい</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 3.4.3 安定状態について</p> <p>添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について (水素燃焼)</p> <p>添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響</p>	<p>添付資料 3.4.3 安定状態について (水素燃焼)</p> <p>添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (水素燃焼)</p> <p><u>添付資料 3.4.6 原子炉注水開始時間の評価結果への影響について</u></p> <p><u>添付資料 3.4.7 格納容器内における気体のミキシングについて</u></p> <p><u>添付資料 3.5.1 コリウムシールドを考慮した熔融炉心・コンクリート相互作用による侵食量評価について</u></p> <p><u>添付資料 3.5.2 熔融炉心による熱影響評価について</u></p> <p><u>添付資料 3.5.3 熔融炉心の排水流路内での凝固停止評価について</u></p>	<p>添付資料 3.4.3 安定状態について (<u>水素燃焼</u>)</p> <p>添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (水素燃焼)</p> <p><u>添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響</u></p> <p><u>(3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用)</u></p>	<p>る。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「3. 原子炉格納容器内における気体のミキシングについて」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「27. ドライウェルサンプへの熔融炉心流入防止対策に期待した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用の影響について」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 東海第二はコリウムシールドの裏側にあるコンクリートで RPV を支持しているのに対し、島根 2 号炉はコンクリートのみならず、内側鋼板及び外側鋼板があり、さらに外側鋼板のみで原子炉圧力容器を支持できることを確認していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「27. ドライウェルサンプへの熔融炉心流入防止対策</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 3.5.1 安定状態について</p> <p>添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について(熔融炉心・コンクリート相互作用)</p> <p>添付資料 3.5.3 熔融炉心の崩壊熱及び熔融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合、格納容器下部床面での熔融炉心の拡がりを抑制した場合及びコリウムシールド内側への越流を考慮した場合のコンクリート侵食量及び熔融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価</p> <p>添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</p> <p>添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について</p> <p>添付資料 4.1.3 安定状態について</p> <p>添付資料 4.1.4 柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価</p>	<p>添付資料 3.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (熔融炉心・コンクリート相互作用)</p> <p>添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの監視について</p> <p>添付資料 4.1.2 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</p> <p>添付資料 4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について</p> <p>添付資料 4.1.4 安定状態について (想定事故 1)</p> <p>添付資料 4.1.5 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価</p> <p>添付資料 4.1.6 使用済燃料プール水温の管理について</p>	<p>添付資料 3.5.1 安定状態について (熔融炉心・コンクリート相互作用)</p> <p>添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (熔融炉心・コンクリート相互作用)</p> <p>添付資料 3.5.3 熔融炉心の崩壊熱及び熔融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合、原子炉格納容器下部床面での熔融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び熔融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価</p> <p>(4. 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)</p> <p>添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</p> <p>添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について</p> <p>添付資料 4.1.3 安定状態について (想定事故 1)</p> <p>添付資料 4.1.4 燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価</p>	<p>に期待した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用の影響について」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は技術的能力資料「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 「第 4.1.2-1 表 主要評価条件 (想定事故 1)」及び「第 4.2.2-1 表 主要評価条件 (想定事故 2)」に燃料プール</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1)</p> <p>添付資料 4.1.6 7日間にける水源の対応について(想定事故1)</p> <p>添付資料 4.1.7 7日間にける燃料の対応について(想定事故1)</p>	<p><u>添付資料 4.1.7 自然蒸発による水位低下速度について</u></p> <p><u>添付資料 4.1.8 使用済燃料プール(SFP)ゲートについて</u></p> <p>添付資料 4.1.9 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1)</p> <p>添付資料 4.1.10 7日間にける水源の対応について(想定事故1)</p> <p>添付資料 4.1.11 7日間にける燃料の対応について(想定事故1)</p> <p><u>添付資料 4.1.12 常設代替交流電源設備の負荷(想定事故1)</u></p> <p><u>添付資料 4.1.13 使用済燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリートへの熱影響について</u></p>	<p>添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1)</p> <p>添付資料 4.1.6 7日間にける水源の対応について(想定事故1)</p> <p>添付資料 4.1.7 7日間にける燃料の対応について(想定事故1)</p>	<p>水温の条件と考え方を記載していることから、同様の添付資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、また事象発生直後より沸騰が開始するとした感度評価を行っており、その場合においても、対策の有効性を確認していることから、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「18. 燃料プールゲートについて」にて記載している。</p> <p>【東海第二】 島根2号炉では、想定事故1において常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 補足説明資料「38. 燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリートへの熱影響について」にて記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 4.2.1 <u>使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</u></p> <p>添付資料 4.2.2 <u>想定事故 2 において開固着及び貫通クラックによる損傷を想定している理由</u></p> <p>添付資料 4.2.3 <u>6号及び7号炉 使用済燃料プールサイフォンブレーカについて</u></p> <p>添付資料 4.2.4 <u>安定状態について</u></p> <p>添付資料 4.2.5 <u>評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.6 <u>7日間における水源の対応について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.7 <u>7日間における燃料の対応(想定事故2)</u></p>	<p>添付資料 4.2.1 <u>使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</u></p> <p>添付資料 4.2.2 <u>想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について</u></p> <p>添付資料 4.2.3 <u>使用済燃料プールの静的サイフォンブレーカについて</u></p> <p>添付資料 4.2.4 <u>安定状態について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.5 <u>評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.6 <u>7日間における水源の対応について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.7 <u>7日間における燃料の対応について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.8 <u>常設代替交流電源設備の負荷(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 5.1.1 <u>運転停止中における通常時のプラント監視について</u></p>	<p>(4.2. 想定事故2)</p> <p>添付資料 4.2.1 <u>燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</u></p> <p>添付資料 4.2.2 <u>燃料プールのサイフォンブレイク配管について</u></p> <p>添付資料 4.2.3 <u>安定状態について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.4 <u>評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.5 <u>7日間における水源の対応について(想定事故2)</u></p> <p>添付資料 4.2.6 <u>7日間における燃料の対応について(想定事故2)</u></p> <p>(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)</p> <p>(5.1 <u>崩壊熱除去機能喪失</u>)</p>	<p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、全周破断を想定しているため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>補足説明資料「17. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について」にて記載している。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉では、想定事故2において常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は「第5.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</p> <p>添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>添付資料 5.1.4 安定状態について</p> <p>添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について</p> <p>添付資料 5.1.6 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)</p> <p>添付資料 5.1.8 7 日間における燃料の対応について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)</p>	<p>添付資料 5.1.3 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</p> <p>添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>添付資料 5.1.4 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱の設定の考え方</p> <p><u>添付資料 5.1.5 運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について</u></p> <p>添付資料 5.1.6 安定停止状態について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)</p> <p>添付資料 5.1.7 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>添付資料 5.1.8 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)</p> <p>添付資料 5.1.9 7 日間における燃料の対応について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)</p> <p><u>添付資料 5.1.10 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)</u></p>	<p>添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</p> <p>添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>添付資料 5.1.4 安定状態について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))</p> <p>添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について</p> <p>添付資料 5.1.6 運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))</p> <p>添付資料 5.1.8 7 日間における燃料の対応について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))</p>	<p>故等対策について」にて記載していることから、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉は「添付資料 5.1.6 運転停止中崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について」にて退避時間を記載していることから、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 島根 2 号炉では、運転停止中(崩壊熱除去機能</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 5.2.1 安定状態について</p> <p>添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.2.3 7 日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.2.4 7 日間における燃料の対応(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について</p> <p>添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方</p> <p>添付資料 5.3.3 安定状態について</p> <p>添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)</p> <p>添付資料 5.3.5 7 日間における燃料の対応について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)</p>	<p>添付資料 5.2.1 安定停止状態について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p><u>添付資料 5.2.3 運転停止中の全交流動力電源喪失時におけるサブレーション・プール水への影響について</u></p> <p>添付資料 5.2.4 7 日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.2.5 7 日間における燃料の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.2.6 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>添付資料 5.3.1 <u>原子炉圧力容器開放時</u>における運転停止中の線量率評価について</p> <p>添付資料 5.3.2 「<u>原子炉冷却材の流出</u>」における<u>プラント状態選定の考え方</u></p> <p>添付資料 5.3.3 安定停止状態について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)</p> <p>添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)</p>	<p><u>(5.2 全交流動力電源喪失)</u></p> <p>添付資料 5.2.1 安定状態について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</p> <p>添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</p> <p>添付資料 5.2.3 7 日間における水源の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</p> <p>添付資料 5.2.4 7 日間における燃料の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</p> <p>添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中(全交流動力電源喪失))</p> <p><u>(5.3 原子炉冷却材の流出)</u></p> <p>添付資料 5.3.1 <u>原子炉冷却材の流出</u>における運転停止中の線量率評価について</p> <p>添付資料 5.3.2 <u>原子炉冷却材流出評価</u>における<u>POS 選定の考え方</u></p> <p>添付資料 5.3.3 安定状態について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))</p> <p>添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))</p> <p>添付資料 5.3.5 7 日間における燃料の対応について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))</p> <p><u>(5.4 反応度の誤投入)</u></p>	<p>喪失)において常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 東海第二固有の解析条件を踏まえた資料であることから、同様の添付資料は作成していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について 添付資料 5.4.2 反応度の誤投入における燃料エンタルピ</p> <p>添付資料 5.4.3 反応度の誤投入における炉心平均中性子束の推移</p> <p>添付資料 5.4.4 安定状態について</p> <p>添付資料 5.4.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 反応度誤投入)</p> <p>添付資料 5.4.6 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて</p> <p>添付資料 6.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について</p> <p>添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について</p> <p>添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの</p>	<p>添付資料 5.4.1 反応度誤投入事象の代表性について</p> <p>添付資料 5.4.2 安定停止状態について(運転停止中 反応度の誤投入)</p> <p>添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 反応度の誤投入)</p> <p>添付資料 5.4.4 原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について</p> <p>添付資料 5.4.5 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について</p> <p>添付資料 6.1.1 同時被災時における必要な要員及び資源について</p> <p>添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について</p> <p>添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要</p>	<p>添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について</p> <p>添付資料 5.4.2 安定状態について(運転停止中(反応度の誤投入))</p> <p>添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(反応度の誤投入))</p> <p>添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて</p> <p>(6. 必要な要員及び資源の評価)</p> <p>添付資料 6.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について</p> <p>添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について</p> <p>添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要</p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、反応度誤投入時のエンタルピ評価を本文中に記載しているため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、反応度誤投入時の挙動説明を本文中に記載しているため、同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【東海第二】 Cm-242 および Cm-244 の減衰による初期出力の低下は、その半減期を考慮すると、1/10 倍以下になるのは相当の期間を要するため、感度解析の条件は妥当である判断していることから、同様の添付資料を作成していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>要員の評価について 添付資料 6.3.1 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について</p>	<p>員の評価について 添付資料 6.3.1 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について</p>	<p>員の評価について 添付資料 6.3.1 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について</p>	

実線・・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.1. 高圧・低圧注水機能喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」、②「<u>過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」、③「<u>通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」、④「<u>通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」、⑤「<u>サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」及び⑥「<u>サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実</p>	<p>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</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、②「<u>過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、③「<u>手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、④「<u>手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、⑤「<u>サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」及び⑥「<u>サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実</p>	<p>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</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、②「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、③「<u>手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、④「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、⑤「<u>サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」及び⑥「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能<u>のみ</u>に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+ RCIC 失敗</u>」において主に<u>高圧代替注水系</u>の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格</p>	<p>施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD、TBU）</u>」において主に<u>高圧代替注水系</u>の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系（以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。）</u>による格納容器除熱を実施する。</p> <p><u>なお、代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。</u></p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷</u></p>	<p>施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失（TBU）</u>」において主に<u>高圧原子炉代替注水系</u>の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）を開維持することで、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）にも期待する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2 号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、自主設備として位置付けている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.1.1図から第2.1.3図に、手順の概要を第2.1.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>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</u>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<u>24名</u>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<u>2名</u>、運転操作対応を行う運転員<u>8名</u>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<u>8名</u>である。</p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.1.5図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し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、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p>	<p><u>却系(常設)</u>による格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.1-1図に、手順の概要を第2.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員(初動)18名</u>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、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員<u>4名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名</u>及び現場操作を行う<u>重大事故等対応要員は8名</u>である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に追加で必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し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、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p>	<p>として<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.1.1-1(1)図から第2.1.1-1(3)図に、手順の概要を第2.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.1.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>中央制御室の運転員及び緊急時対策要員</u>で構成され、合計<u>28名</u>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、当直副長<u>1名</u>、運転操作対応を行う運転員<u>3名</u>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<u>5名</u>、緊急時対策要員(現場)は<u>18名</u>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.1.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</u> <u>原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</u> 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 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を確認している。なお、これら要員28名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系，<u>原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系，原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の<u>流量指示等</u>である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後，<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により<u>復水移送ポンプ1台を追加起動し，2台運転とする。</u></p>	<p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後，低圧炉心スプレイ系及び<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>の手動起動にも失敗し<u>全て機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の<u>流量等</u>である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後，<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台を起動する。</u></p>	<p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>の手動起動にも失敗し<u>すべて機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各<u>ポンプの出口流量等</u>である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後，<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備を起動しS A低圧母線に給電後，低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。</u></p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は，中性子源領域計装（SRM）及び中間領域計装（IRM），柏崎6/7，東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7，東海第二は，運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として，等を記載しているが，島根2号炉は，SRM及びIRMが運転時引き抜きのため，平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>柏崎6/7は10分以内に自動起動信号まで水位低下するが，島根2号炉は10分以内に自動起動水位まで低下しないため手動起動を試み起動失敗したことを確認している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は，外部電源喪失を想定しているため，常設代替交流電源設備起動後，低圧原子炉代替注水ポンプへ電源を供</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁</u>）が開動作可能であることを確認する。<u>低压代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</u></p> <p>低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 <u>8 個</u> を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低压代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p><u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、<u>復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）</u>等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.18MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u> による原子炉格納容器冷却を実施する。</p>	<p>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>） <u>7 個</u> を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低压代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p><u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低压代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）</u>等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u> による格納容器冷却を実施する。<u>また、低压代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。なお、低压代替注水系（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は、常設低压代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計としている。</u></p>	<p>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低压原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>） <u>6 個</u> を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）</u>、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p><u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）</u>等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>384kPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u> を実施する。</p>	<p>給し起動操作を実施する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、配管構成の違いにより、バイパス流防止措置は不要である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>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、<u>格納容器内圧力及び復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)</u>である。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系(常設)を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</p> <p>f. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱 <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器一次隔離弁</u>を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p>	<p><u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>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(常設ライン用)</u>等である。</p> <p>f. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱 <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p>	<p><u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>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、<u>ドライウェル圧力(SA)、サブプレッション・チェンバ圧力(SA)、格納容器代替スプレイ流量</u>等である。</p> <p>f. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱 <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁(以下「第2弁」という。)</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。<u>また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。</u></p>	<p>相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、電源がある場合、全て中央制御室で操作可能である。 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時(準備操作含む)の被ばく評価結果を考慮し、第2弁(ベント装置側)から開操作する。 ・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、排気管へ流入した雨水の排出のため、FCVS排気ラインドレン排出弁を常時全開運用とし、格納容器ベント前に全閉することを記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	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を実施しても、<u>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力等</u>である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変</p>	<p>サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却を停止する。<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。</u></p> <p>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、<u>第二弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ圧力等</u>である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド</p>	<p>サブプレッション・プール水位が、通常水位+約 1.3m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却を停止する。</p> <p>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁（以下「第1弁」という。）</u>を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、<u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>格納容器フィルタベント系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、<u>ドライウエル圧力（SA）等</u>である。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）等</u>である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系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、<u>サブプレッション・プール水位（SA）</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変</p>	<p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位通常水位+約1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAA P、<u>炉心ヒートアップ解析コード CHASTE</u>により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度（以降、格納容器温度とは原子炉格納容器気相部の温度を指す。）</u>等の過渡応答を求める。</p> <p><u>本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</u></p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p>	<p>率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及び ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAA P により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</u></p> <p><u>本重要事故シーケンスでは、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTEコードは使用しない。</u></p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.1-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p>	<p>化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAA P により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器気相部温度（以下「格納容器温度」という。）</u>等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.1.2-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p>	<p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉における本重要事故シーケンスでは、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTEコードは使用しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できるものとする。 外部電源がある場合、事象発生と同時に原子炉冷却材再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）がトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能） ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）（以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。）は、原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p>	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、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）の機能が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るものとする。 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる。 また、運転員等操作時間の評価においては、外部電源が使用できない場合についても考慮する。</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、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) ATWS 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） ATWS 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p>	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、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（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。 また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 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) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップの条件を設定している。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 急速減圧に必要な逃が</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大 <u>300m³/h</u> 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。</p> <p><u>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。</u></p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>140m³/h</u> にて原子炉格納容器内にスプレイする。<u>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。</u></p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により、格納容器圧力 <u>0.62MPa[gage]</u> における最大排出流量 <u>31.6kg/s</u> に対して、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積 70%開※1)</u> にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 <u>操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納</u></p>	<p>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能</u>) による原子炉減圧後に、最大 <u>378m³/h</u> 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。</p> <p><u>また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h にて原子炉へ注水する。</u></p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>130m³/h</u> にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により、格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u> における排出流量 <u>13.4kg/s</u> に対して、<u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u></p>	<p>(c) <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) による原子炉減圧後に、最大 <u>250m³/h</u> 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。</p> <p>(d) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120m³/h</u> にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(e) <u>格納容器フィルタベント系</u> <u>格納容器フィルタベント系</u>により、格納容器圧力 <u>427kPa[gage]</u> における最大排出流量 <u>9.8kg/s</u> に対して、<u>第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p>	<p>し安全弁操作個数の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、第1弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。</u></p> <p>なお、<u>耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></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) <u>低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は約4分間とする。</u></p> <p>(b) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から約14分後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>なお、<u>格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</u></p>	<p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></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) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から25分後に開始する。</u></p> <p>(b) <u>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0.279MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>なお、<u>格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。</u></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) <u>常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系(常設)起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は20分間とする。</u></p> <p>(b) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧原子炉代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から30分後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>なお、<u>格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)に到達</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。</p> <p>・解析条件及び設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1.6 図から第2.1.11 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，<u>高出力燃料集合体</u>のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.1.12 図から第2.1.17 図に，格納容器圧力，格納容器温度，<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温</u>の推移を第2.1.18 図から第2.1.21 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯</p>	<p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は，<u>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1-4 図から第2.1-9 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.1-10 図から第2.1-15 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.1-16 図から第2.1-19 図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位</p>	<p><u>した場合に停止する。</u></p> <p>(d) <u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m（真空破壊装置下端-0.45m）到達から10分後</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1.2-1(1) 図から第2.1.2-1(6) 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，<u>平均出力燃料集合体</u>のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.1.2-1(7) 図から第2.1.2-1(12) 図に，格納容器圧力，格納容器温度，<u>サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度</u>の推移を第2.1.2-1(13) 図から第2.1.2-1(16) 図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位</p>	<p>島根2号炉は，格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため，水位制限によりスプレイを停止している。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として，実運用と同じ想定としている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は，平均出力燃料集合体でPCTが発生している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低(レベル1)で残留熱除去系(低圧注水モード)の起動に失敗する。これにより、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。</u>主蒸気隔離弁は、原子炉水位低(レベル1.5)で全閉する。</p> <p>事象発生から約14分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始する。</p>	<p>(広帯域)、<u>原子炉水位(狭帯域)</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位(燃料域)</u>にて監視する。<u>原子炉水位(燃料域)</u>はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムするが、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の起動にも失敗する。これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</u></p> <p>再循環系ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で2台全てがトリップする。</u>主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で全閉する。</u></p> <p>事象発生から25分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始する。</p>	<p>(広帯域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位(燃料域)</u>にて監視する。<u>原子炉水位(燃料域)</u>はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムするが、<u>原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、その後、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の起動にも失敗する。これにより低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の遮断器閉が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル2)で2台すべてトリップする。</u>主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位低(レベル2)で全閉する。</u></p> <p>事象発生から30分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始する。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎6/7】 A B W RとB W R-5の設備の相違。 ・設備設計の相違【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、自動減圧系が作動するインターロックとして低圧ECCS系の遮断器閉を条件としている。 ・設備設計の相違【柏崎6/7】 再循環ポンプの個数の相違。 ・運用の相違【柏崎6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 ・設備設計の相違【柏崎6/7, 東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>有効燃料棒頂部を下回るが、<u>低圧代替注水系</u>（常設）</u>による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。</p> <p>その後、<u>低圧代替注水系</u>（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p><u>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系</u>（常設）による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から<u>約 17 時間経過した時点</u>で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位</u>は、真空破壊装置（<u>約 14m</u>）及びベントライン（<u>約 17m</u>）に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第 2.1.12 図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約 874℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>高出力燃料集合体</u>にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料有効長頂部を下回るが、<u>低圧代替注水系</u>（常設）</u>による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。</p> <p>その後、<u>低圧代替注水系</u>（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p><u>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系</u>（常設）による<u>格納容器冷却</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行う。</p> <p><u>格納容器除熱</u>は、事象発生から<u>約 28 時間経過した時点</u>で実施する。なお、<u>格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位</u>は、真空破壊装置（<u>約 15m</u>）及びベントライン（<u>約 15m</u>）に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第 2.1-10 図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約 338℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>平均出力燃料集合体</u>にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料棒有効長頂部を下回るが、<u>低圧原子炉代替注水系</u>（常設）</u>による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。</p> <p>その後、<u>低圧原子炉代替注水系</u>（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p><u>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>格納容器代替スプレイ系</u>（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p><u>原子炉格納容器除熱</u>は、事象発生から<u>約30時間経過した時点</u>で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位</u>は、真空破壊装置（<u>約5.3m</u>）及びベントライン（<u>約 9.1m</u>）に対して、<u>低く</u>推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.1.2-1(7)図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約509℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>平均出力燃料集合体</u>にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、平均出力燃料集合体でPCTが発生している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 真空破壊装置（弁）、ベントラインの高さの相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、平均出</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉圧力は、<u>第2.1.6図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.51MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.81MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa[gage]</u>及び<u>約144℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器</u>の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p><u>第2.1.7図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>約17時間後</u>に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.1)</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「<u>2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</u>」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著し</p>	<p>原子炉圧力は、<u>第2.1-4図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（<u>安全弁機能</u>）の作動により、<u>約7.79MPa [gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約8.09MPa [gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行うことによって、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa [gage]</u>及び<u>約143℃</u>に抑えられ、<u>格納容器</u>の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p><u>第2.1-5図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>約28時間後</u>に格納容器圧力逃がし装置等による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><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、<u>サブレーション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている</u>「<u>2.6 LOCA時注水機能喪失</u>」の<u>ドライウエルベント時</u>の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.1, 2.1.2, 2.6.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著し</p>	<p>原子炉圧力は、<u>第2.1.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（<u>逃がし弁機能</u>）の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約384kPa[gage]</u>及び<u>約153℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器</u>の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p><u>第2.1.2-1(2)図</u>に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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、<u>約30時間後</u>に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.1)</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「<u>2.6 LOCA時注水機能喪失</u>」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著</p>	<p>力燃料集合体でPCTが発生している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> ・評価方針の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>い放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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>高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>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、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却操作及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作とする。</u></p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材と</p>	<p>い放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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>高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による<u>格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による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 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝</p>	<p>しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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>高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による<u>原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>原子炉格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材と</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>の熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>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<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメ</p>	<p>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、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>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雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.3)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価</p>	<p>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 の原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>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<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパ</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>一タに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.1.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 42kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）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、<u>格納容器</u></p>	<p>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<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.1-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 33kW/m～約 41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度<u>約 31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体</u></p>	<p>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<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.1.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 40.6kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度<u>約 30GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション</u></p>	<p>備考</p> <p>・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・整理方針の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>容積(ウェットウェル)の空間部及び液相部、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低下の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 42kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の</p>	<p>積(サプレッション・チェンバ)の空間部及び液相部、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下(レベル2)の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機(以下「非常用ディーゼル発電機等」という。)並びに常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低圧代替注水系(常設)の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.1.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 33kW/m～約 41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/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</p>	<p><u>ジョン・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されるため、低圧原子炉代替注水系(常設)の起動操作時間は早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<u>約 40.6kW/m 以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉の最確条件</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「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>れ、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.1.3)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「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>和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.1.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「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>を記載。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)は、解析上の操作開始時間として事象発生から約14分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水位高(レベル8)到達後に低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系(常設)へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、原子炉注水との切替え操作であるため、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.31MPa [gage])に到達するのは、事象発生の約17時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操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</u></p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)は、解析上の操作開始時間として事象発生から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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はなく、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa [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、<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある低圧代替注水系(常設)による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.31MPa [gage])に到達するのは、事象発生の約28時間後であり、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実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操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。ただ</u></p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、解析上の操作開始時間として事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、<u>その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が384kPa [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、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。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要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器フィルタベント系</u>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サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m)に到達するのは、事象発生の約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいこと</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>20分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>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、<u>原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格</p>	<p>し、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 75分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性があるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u> であることから、<u>格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能である</u>ことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>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、<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実</p>	<p>から、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性があるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>他の操作との重複もない</u>ことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>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、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、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。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベ</p>	<p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力基準で実施することとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>現場操作時間の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉 (Mark-I 改) と柏崎6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 20 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料 2.1.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む。)については、<u>高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり、原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「2.6 LOCA時注水機能喪失」において、操作開始時間の 10 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系(常設)による注水が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</u></p> <p>また、格納容器ベント時の<u>非居住区域境界及び敷地境界</u>での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから「2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (3)有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。</p> <p>第 2.1.22 図から第 2.1.24 図に示すとおり、操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作については、事象発生から<u>約 19 分後(操作開始時間 5 分程度の遅れ)</u>までに<u>低圧代替注水系(常設)による注水</u>が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は<u>約 944℃</u>となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから<u>時間余裕がある。</u></p> <p>また、<u>ウェットウェルのベントライン</u>を經由した格納容器圧</p>	<p>施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 75 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u> であることから、<u>格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。 <u>(添付資料 2.1.3)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む。)については、<u>高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり、原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「2.6 LOCA時注水機能喪失」において、操作開始時間の 10 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系(常設)による注水が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</u></p> <p>また、格納容器ベント時の<u>非居住区域境界及び敷地境界</u>での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから「2.1.2(3)有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。</p> <p>操作開始時間の <u>25 分程度</u>の時間遅れでは、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。</p> <p>また、格納容器ベント時の<u>非居住区域境界</u>での実効線量は約</p>	<p>ント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>384kPa[gage]</u>より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]</u>であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。 <u>(添付資料 2.1.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む。)については、<u>事象発生から 50 分後(操作開始時間 20 分程度の遅れ)</u>までに<u>低圧原子炉代替注水系(常設)による注水のための原子炉減圧</u>が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから、「2.1.2(3)有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。</p> <p>また、第 2.1.3-1(1)図から第 2.1.3-1(3)図に示すとおり、事象発生から <u>60 分後(操作開始時間 30 分程度の遅れ)</u>までに<u>低圧原子炉代替注水系(常設)による注水のための原子炉減圧</u>が開始できれば、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、燃料被覆管の最高温度は<u>約 902℃</u>となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。</p> <p><u>サプレッション・チェンバ</u>のベントラインを經由した格納容器</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p> <p>・評価方針の相違 【東海第二】 評価を実施するシナリオの相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 $4.3 \times 10^{-2} \text{mSv}$、ドライウエルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.4mSv であり、5mSv を下回る。事象発生から約 24 分後（操作開始時間 10 分程度の遅れ）では、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェット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格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.3mSv となり、また、ドライウエルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 36mSv であり、5mSv を超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力 0.62MPa [gage] に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 17 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり、約 20 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2, 2.1.3)</p>	<p>4.4mSv、敷地境界での実効線量は約 4.4mSv であり、5mSv を下回る。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 14 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による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 28 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.247MPa [gage] から 0.31MPa [gage] 到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage] から 0.62MPa [gage] に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.3, 2.1.7, 2.6.7)</p>	<p>フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 $4.8 \times 10^{-2} \text{mSv}$ であり 5mSv を下回る。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 22 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系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 30 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 5 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2, 2.1.3, 3.1.3.8)</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉（Mark-I 改）と柏崎 6/7（ABWR）、東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二は、2Pd 到達時間と現場に要する時間の比較を実施。</p>

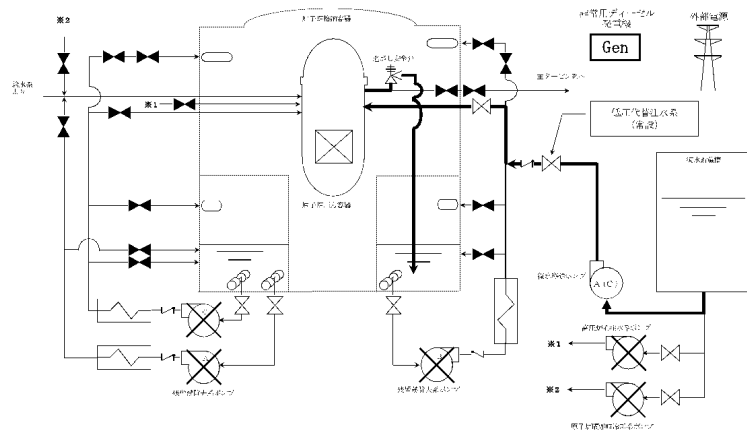
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、<u>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</u>、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>24名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員及び緊急時対策要員等の72名</u>で対処可能である。</p> <p>また、<u>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。</u></p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は</u>、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>18名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>災害対策要員(初動)の39名</u>で対処可能である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></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>2.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、<u>重大事故等対策時における必要な要員は</u>、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>28名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の45名</u>で対処可能である。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 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を確認している。なお，これら要員28名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナリオグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約 5,300m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約 10,600m³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。</u></p> <p>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 <u>12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u> (添付資料 2.1.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約 15kLの軽油が必要となる。本重要事故シナリオの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナリオグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,350m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有している。</u></p> <p>これにより、必要な水源は確保可能である。また、<u>西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。</u></p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u> (添付資料 2.1.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>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中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 6.0kLの軽油が必要となる。</u></p> <p><u>可搬型設備用軽油タンクにて約 210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポン</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナリオグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 3,600m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西1/西2）に約 7,000m³の水を保有している。</u></p> <p>これにより、必要な水源は確保可能である。また、<u>事象発生2時間30分以降に輪谷貯水槽（西1/西2）の水を、大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u> (添付資料 2.1.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>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最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、こ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について、7日間の運転継続が可能である。</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p>

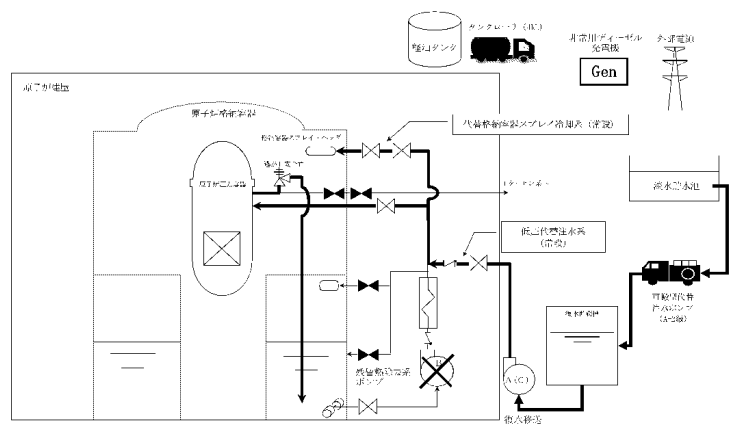
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、<u>5号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>による電源供給については、<u>事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,549kL)。</u></p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて<u>約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)</u>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、<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)</u>による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備</u>による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.5)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</u></p>	<p><u>プ(1台)による代替淡水貯槽への給水について、7日間の継続が可能である。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)による電源供給を想定し、事象発生後7日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)による電源供給について、7日間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は、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約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て約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.5)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、<u>約1,141kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)の連続定格容量は<u>約2,208kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、<u>保守的に事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約711m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク(以下「非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等」という。)にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、<u>保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.5)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></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、<u>約354kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・燃料評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、SA事象を考慮して、外部電源の喪失を想定している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・電源設備容量の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>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</u>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>2.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、</p>	<p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.1.6)</p> <p>2.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能</u>)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁(<u>自動減圧機能</u>)による原子炉減圧、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、</p>	<p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.1.6)</p> <p>2.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉減圧、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、</p>	<p>る。なお、柏崎 6/7 は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>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、<u>災害対策要員</u>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、<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能</u>)による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>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、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>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、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉注水、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	

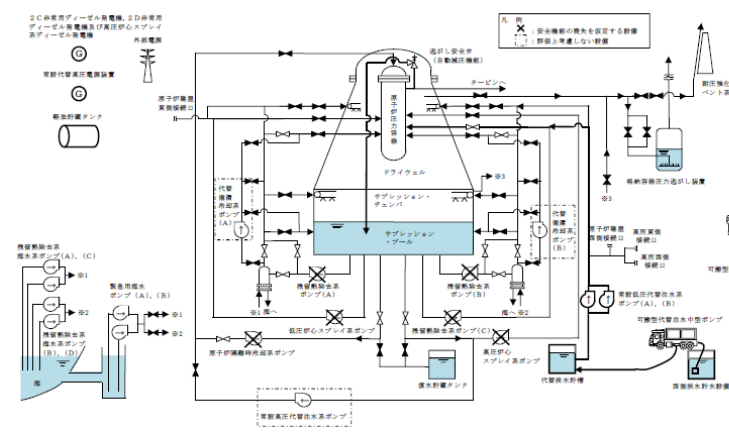


第 2.1.1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

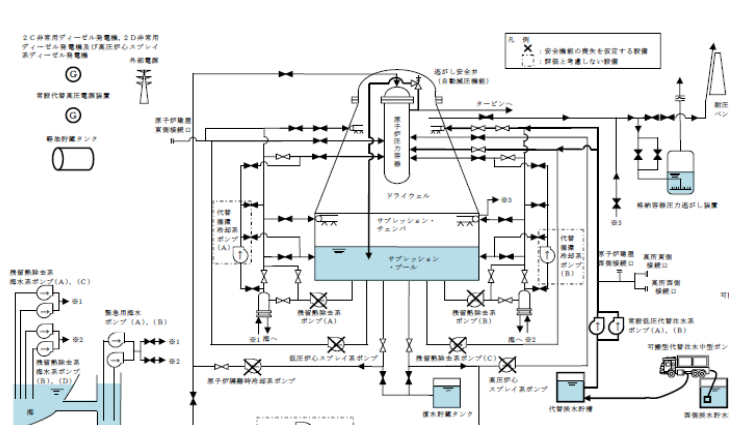


※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレィ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

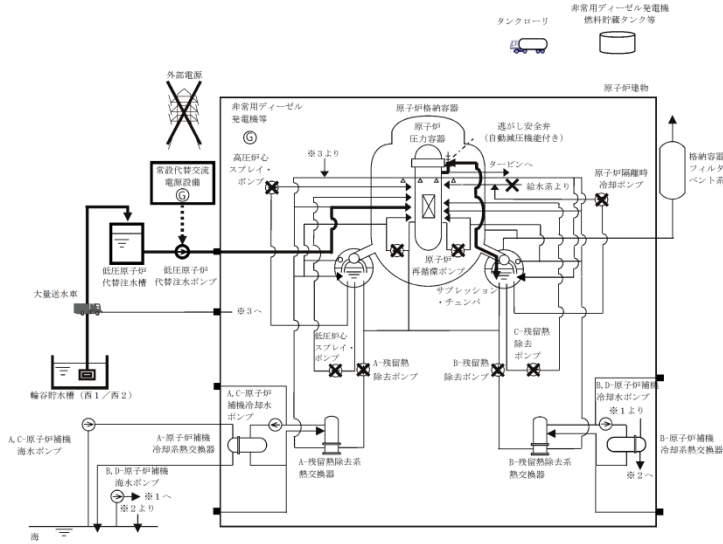
第 2.1.2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



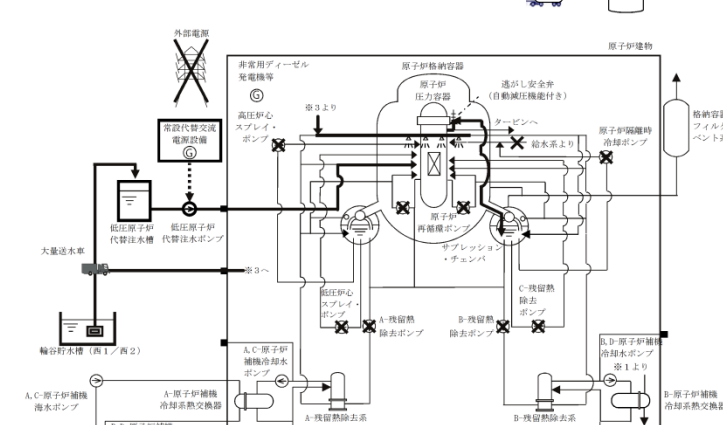
第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階)



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (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ィ冷却系（常設）による格納容器冷却段階)



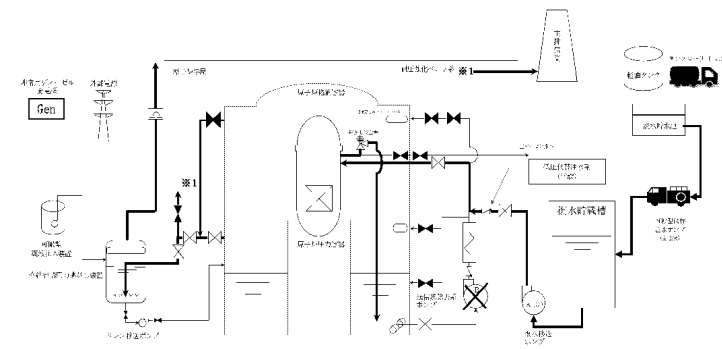
第 2.1.1-1(1) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



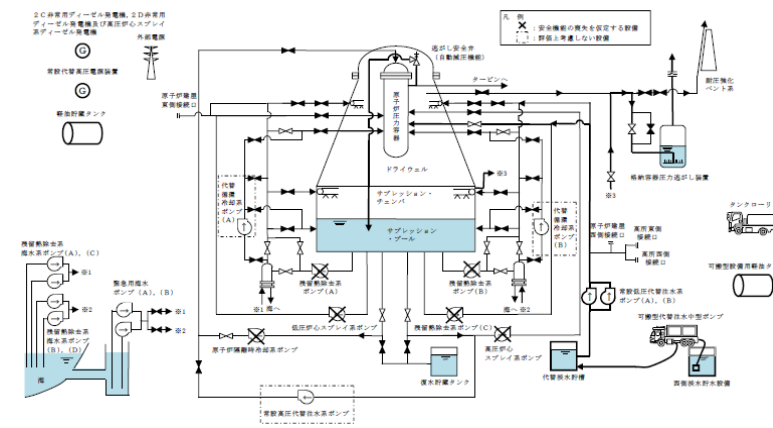
第 2.1.1-1(2) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

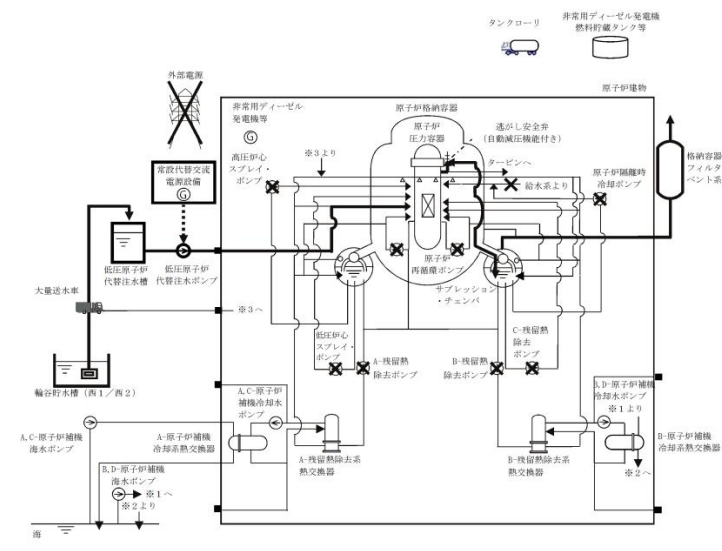
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2. 1. 3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



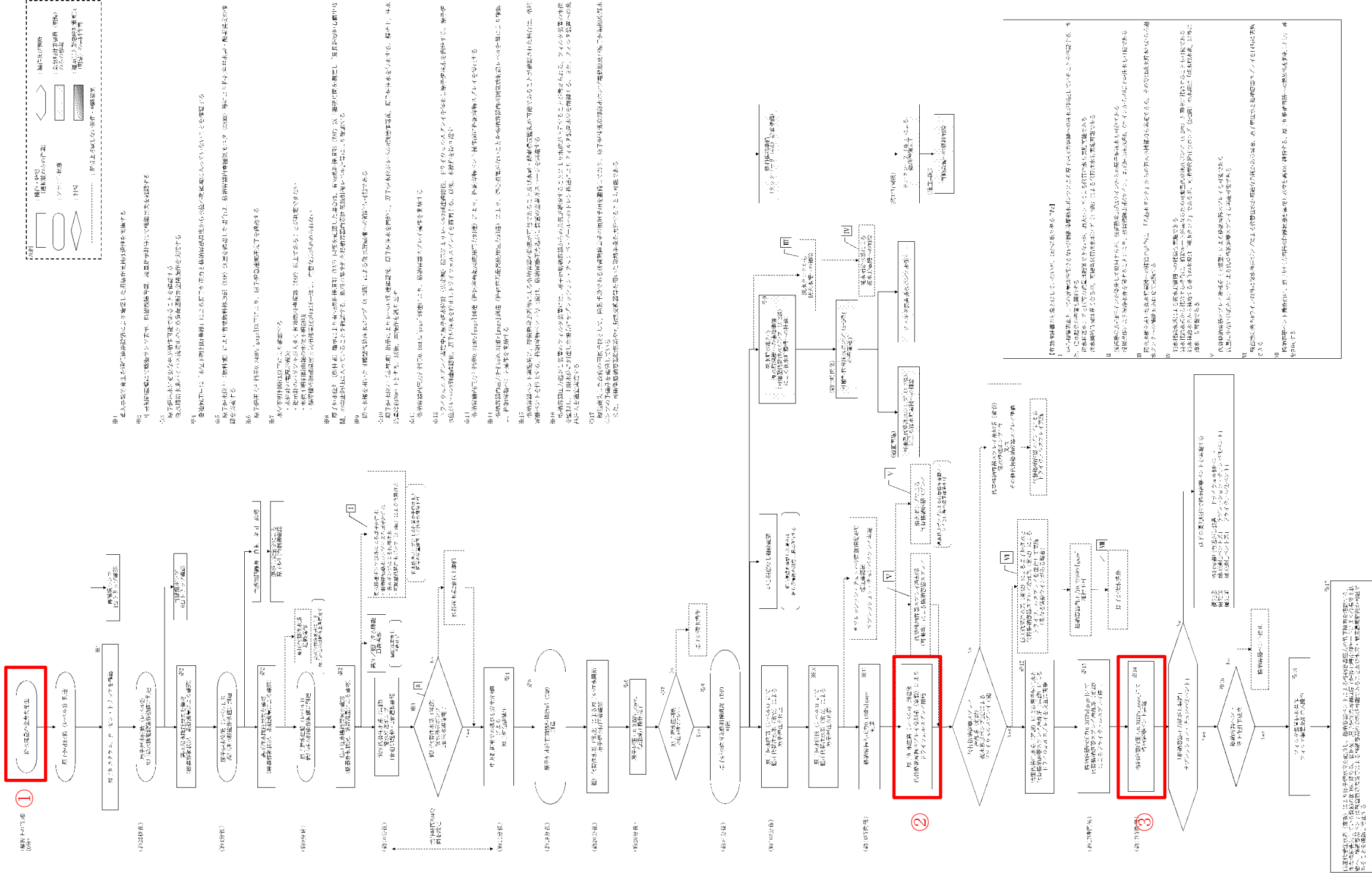
第 2. 1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)



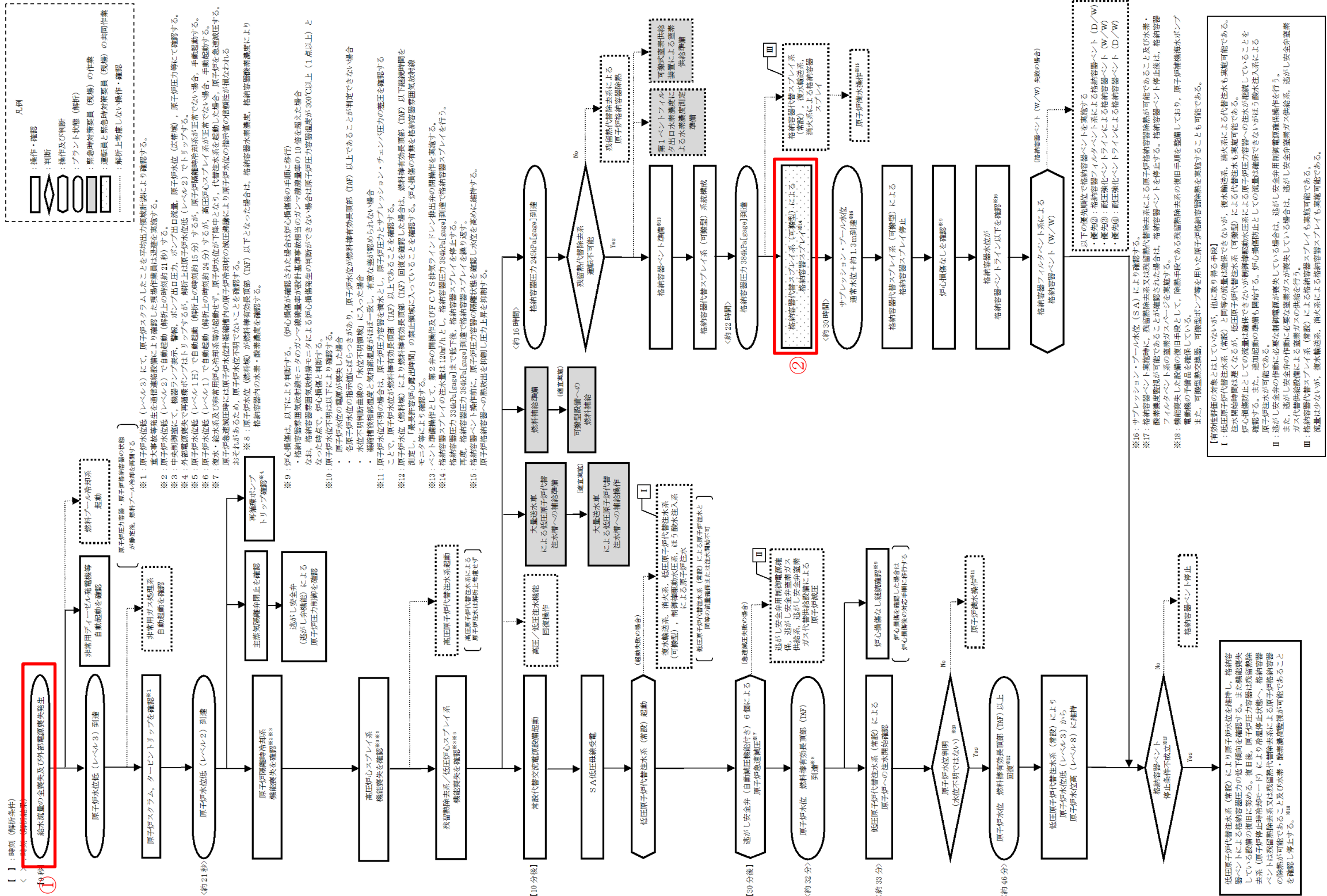
第 2. 1. 1-1(3) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-2図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第2.1.4 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要



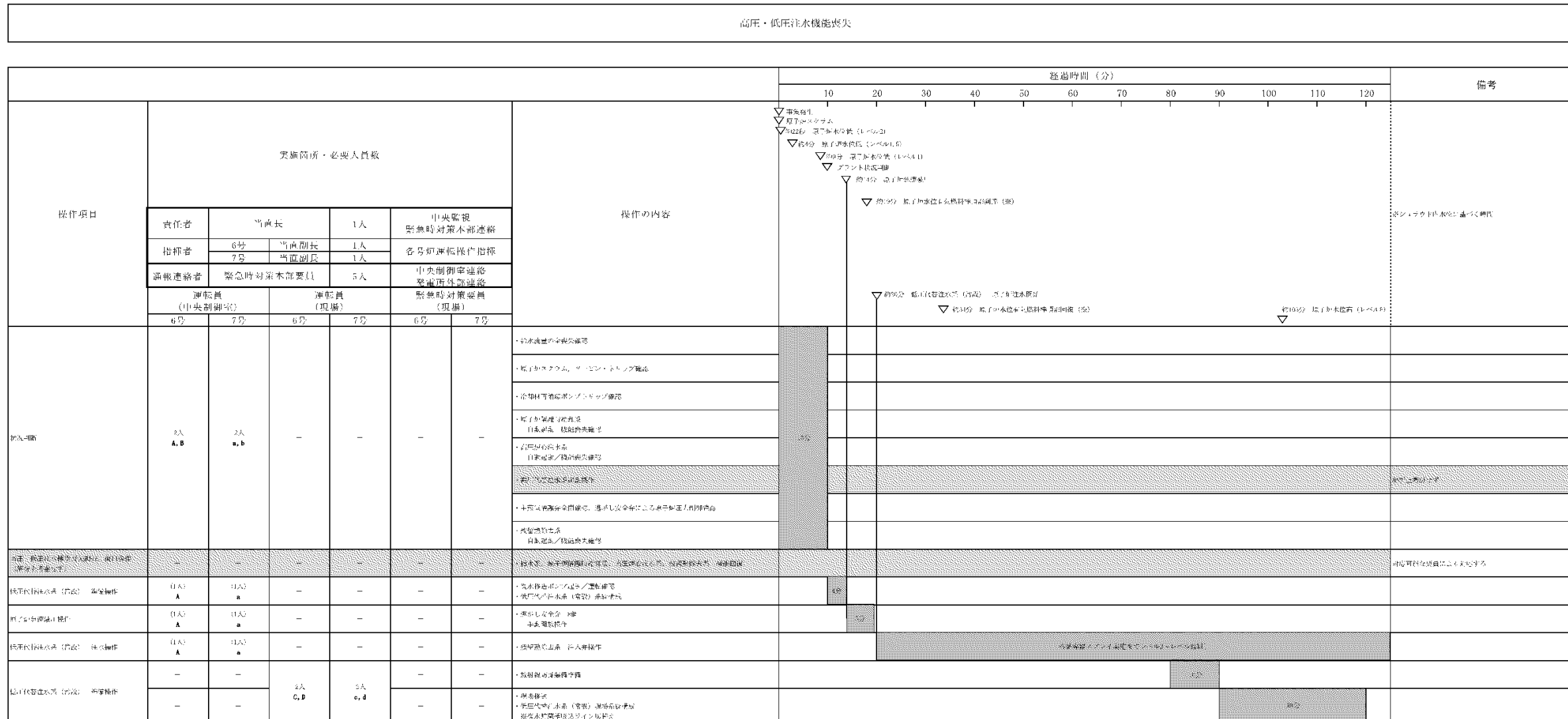
第2.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①島根2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。

・運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。

・運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③島根2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準 (サブプレッション・プール水位通常水位+約1.3m) 到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。

差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3図「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

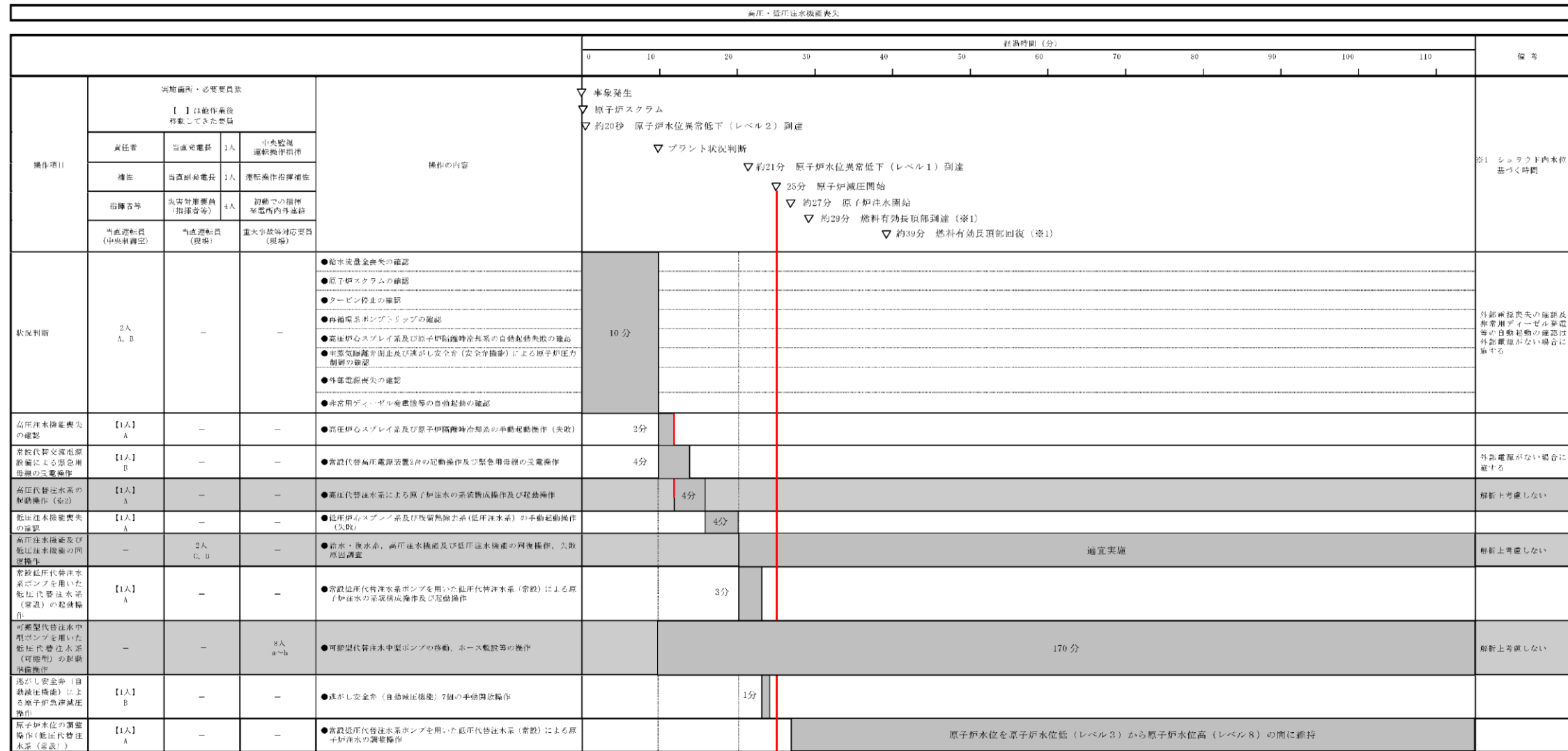


第 2.1.5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間 (1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3図「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間(時間)												備考	
作業項目	実施箇所・必要人員数						作業の内容	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 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
個(代)注水機(2台) 注水機作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・緊急時対応 注水機作													
代用制御盤スライダ位置(電送) 点検	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・電送制御盤 スライダ位置点検													
注水機点検(注水機作)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・注水機点検													備考(1)参照
代用制御盤スライダ位置(電送) 点検(注水機作)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代用制御盤 スライダ位置点検													備考(2)参照
可動型代用注水機(4-2機)による高圧注水機からの取水経路への接続	-	-	-	-	8人	-	・放射線防護準備作業													
							・可動型代用注水機(4-2機)による高圧注水機からの取水経路への接続													
放射線モニタ調整作業	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・放射線モニタ調整(バックシールド調整)													
	-	-	(1人) C,D	(1人) c,d	-	-	・放射線モニタ調整(バックシールド調整)													
	-	-	-	-	-	-	・放射線モニタ調整(バックシールド調整)													
	-	-	-	-	-	-	・放射線モニタ調整(バックシールド調整)													
放射線モニタ調整	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・放射線モニタ調整(放射線モニタ調整)													備考(1)参照
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・放射線モニタ調整(放射線モニタ調整)													備考(2)参照
	-	-	(1人) b	(1人) b	-	-	・放射線モニタ調整(放射線モニタ調整)													備考(3)参照
注水機作	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (6名)	10人 (6名)	・注水機作(注水機作)													中央制御室からの注水機作を併せて実施作業を実施する
	-	-	-	-	2人	2人	・注水機作(注水機作)													放射線モニタ調整(放射線モニタ調整)を併せて実施作業を実施する
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 c,d	8人 (6名)	8人 (6名)														

第 2.1.5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間 (2/2)



※2 本事故シナリオグループにおいて起動に期待しないとする。

第2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

備考

差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

高圧・低圧注水機能喪失				経過時間(時間)												備考	
				4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48													
機組項目	実施箇所・必要要員数			機組の内容	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27分 原子炉注水開始 約14時間 格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位-5.5m到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位-6.5m到達 約28時間 格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達												
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注 水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持												
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 イ化冷却系(常設) による格納容器冷却 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 イ化冷却系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視												
代替格納容器系 による原子炉注 水機組及び格納 容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●代替格納容器系による原子炉注水操作 ●代替格納容器系による格納容器冷却操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視												解任上考慮しない 代替格納容器系のみで状態 維持が可能な場合は、常設 低圧代替注水ポンプを用 いた低圧代替注水系(常設) による注水を停止する
原子炉調水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を可能な限り高く維持												解任上考慮しない
使用済燃料プールの 除熱操作	【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 (注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注 水操作 ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び稼働 操作 ●代替燃料プール冷却系の稼働操作	適宜実施												解任上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃料 プール冷却系の稼働し て実施する
格納容器圧力減 らし装置等による 格納容器除熱 の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力減らし装置等による格納容器除熱の準備 操作(中央制御室での第一準備操作)	20分												
格納容器圧力減 らし装置等による 格納容器除熱 操作(サブプレッ ション・チェンバ ー)	-	【2人】+1人 C, D, E	-	●第一準備操作場所への移動 ●格納容器圧力減らし装置等による格納容器除熱の準備 操作(現場での第二準備操作)	5分												解任上考慮しない
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	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力減らし装置等による格納容器除熱操作 (中央制御室での第二準備操作)	格納容器ベント実施後、適宜状態監視												
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	-	-	2人 (作業)	●第二準備操作場所への移動 ●格納容器圧力減らし装置等による格納容器除熱操作 (現場での第二準備操作)	75分												解任上考慮しない
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 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの稼働、ホース敷設等の操 作	170分												解任上考慮しない
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】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの稼働、ホース敷設等の操 作	180分												代替淡水貯留の積満まで には十分な時間がある
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	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源確認操 作	適宜実施												代替淡水貯留の積満に 応じて適宜操作を実施する
タンクローリーに よる燃料給送操 作	-	-	2人 (作業)	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操 作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操 作	90分												タンクローリー積満に 応じて適宜燃料タンクから給 油
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (作業員5人)		適宜実施												

第2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

島根原子力発電所 2号炉

高圧・低圧注水機能喪失

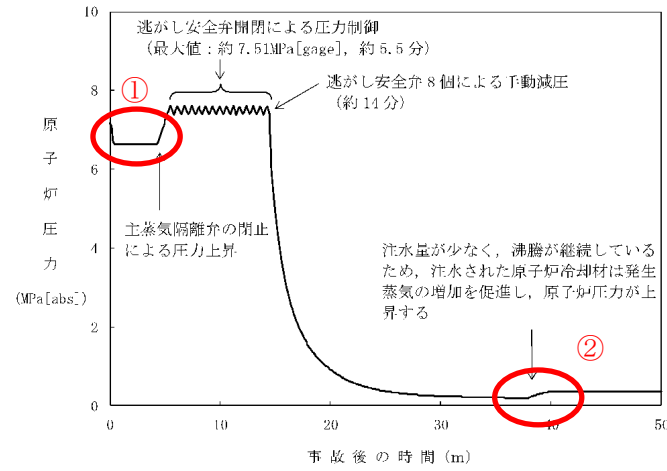
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (分)			経過時間 (時間)														備考															
	責任者	当直長	1人		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	15	16	17	18	21		22	23	24	29	30	31	32	5	6	7					
状況判断	1人 A	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 給水流量の全喪失確認 ・ 原子炉スクラム、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 主要蒸気発生機全閉確認/逃がし弁機能 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 ・ 高圧伊心スプレイス系機能喪失確認 ・ 高圧原子炉代管注水系起動操作 ・ 残留熱除去系、低圧伊心スプレイス系機能喪失確認 ・ 非常用ガス処理系自動起動確認	10分																													※シミュラード内水位に基づく時間			
高圧・低圧注水機能喪失調査、復旧操作	—	—	—	・ 復水・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧伊心スプレイス系、残留熱除去系、低圧伊心スプレイス系 機能回復																													解析上考慮せず				
常設代替交流電源設備起動操作	1人 A	—	—	・ 常設代替交流電源設備起動、発電機操作	10分																																
原子炉急減圧操作	1人 A	—	—	・ 逃がし弁安全弁 (自動減圧機能付き) 6個 手動開放操作																																	
低圧原子炉代管注水系 (常設) 起動操作	1人 A	—	—	・ 低圧原子炉代管注水系 (常設) 起動/運転確認/系統構成	10分																																
低圧原子炉代管注水系 (常設) 注水操作	1人 A	—	—	・ 低圧原子炉代管注水系 (常設) 注水弁操作																																	
軸封野水槽 (西1/西2) から低圧原子炉代管注水への補給	—	—	14人 a~n	・ 放射線防護具準備 ・ 大量送水車による低圧原子炉代管注水への補給準備 (大量送水車配置、ホース展開・接続)	10分																																
格納容器代替スプレイス系 (可搬型) 系統構成	—	—	2人 a, b	・ 大量送水車による低圧原子炉代管注水への補給																																	
格納容器代替スプレイス系 (可搬型) スプレイス操作	1人 A	—	—	・ 格納容器代替スプレイス系 (可搬型) 系統構成																																	
格納容器代替スプレイス系 (可搬型) スプレイス弁操作	—	—	2人 a, b	・ 格納容器代替スプレイス系 (可搬型) スプレイス弁操作 (現操)																																	
格納容器代替スプレイス系 (可搬型) スプレイス弁操作	1人 A	—	—	・ 格納容器代替スプレイス系 (可搬型) スプレイス弁操作																																	
原子炉過水操作	1人 A	—	—	・ 低圧原子炉代管注水系 (常設) による原子炉への注水流量の増加																																	
格納容器ベント準備 (第2弁操作)	1人 A	—	—	・ 格納容器ベント準備 (第2弁操作)																																	
放射線防護具準備	—	—	2人 B, C	・ 放射線防護具準備	10分																																
格納容器ベント準備 (第2弁操作)	—	—	—	・ 格納容器ベント準備 (第2弁操作)																																	
F C V S 排気ラインドレン排出弁閉操作	—	—	2人 e, f	・ F C V S 排気ラインドレン排出弁閉操作																																	
放射線防護具準備	—	—	2人 g, p	・ 放射線防護具準備	10分																																
第1ベントフィルタ出口水素濃度準備	—	—	—	・ 第1ベントフィルタ出口水素濃度準備																																	
可搬式変換器設置準備	—	—	2人 c, d	・ 可搬式変換器設置準備																																	
格納容器ベント操作 (第1弁操作)	1人 A	—	—	・ 格納容器ベント操作 (第1弁操作)																																	
格納容器ベント操作 (第1弁操作)	—	—	2人 B, C	・ 格納容器ベント操作 (第1弁操作)																																	
燃料補給準備	—	—	2人 q, r	・ 放射線防護具準備 ・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	10分																																
燃料補給作業	—	—	—	・ 大量送水車への補給																																	
燃料プール冷却 再開	1人 A	—	—	・ 燃料プール冷却ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・ 必要に応じてスキマターシタタンクへの補給を実施する。																																	
必要員数 合計	1人 A	—	2人 B, C	18人 a~r																																	

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

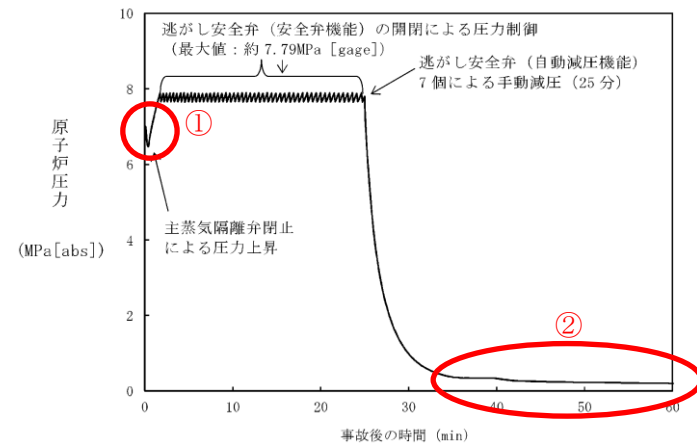
第 2.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間

備考

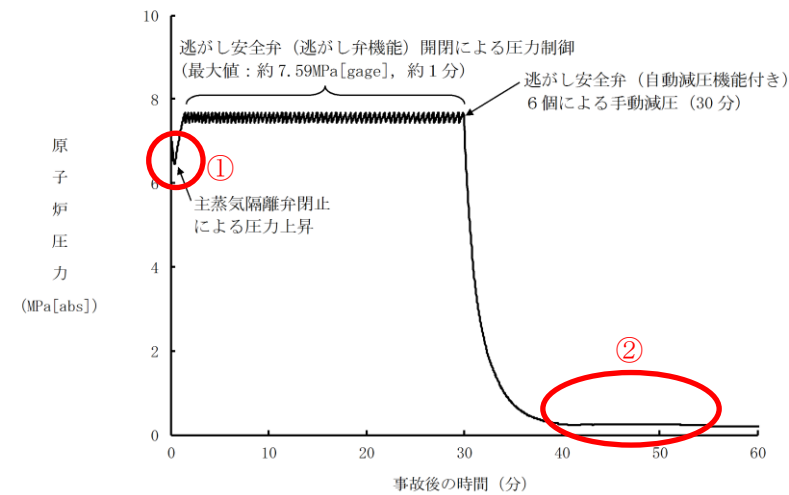
- ・解析結果の相違に基づく差異。
 - ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 - ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認 (ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 - ・体制の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- 島根 2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。



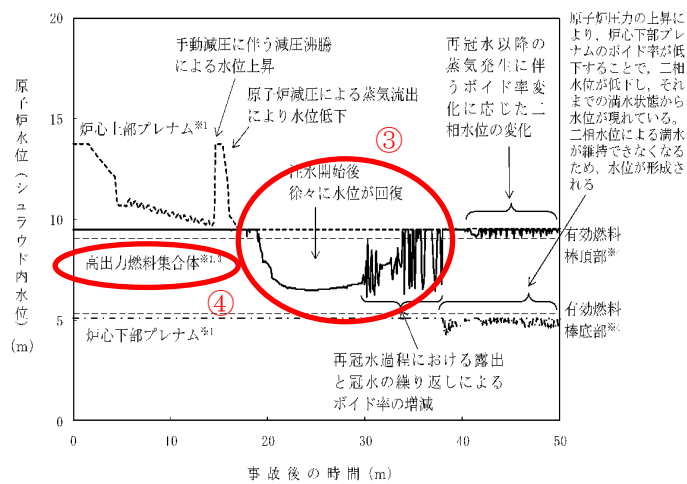
第 2.1.6 図 原子炉圧力の推移



第 2.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



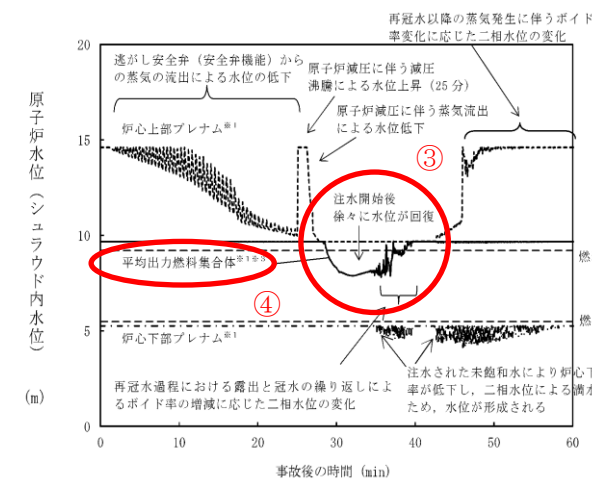
第 2.1.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移※2

※1 SAFER では、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分けて水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態)、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。

※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高め評価することとなる。)

※3 高出力燃料集合体とは、「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」をいう。(付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 1 部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ④ ノード 9: 高出力燃料集合体 参照)

※4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。



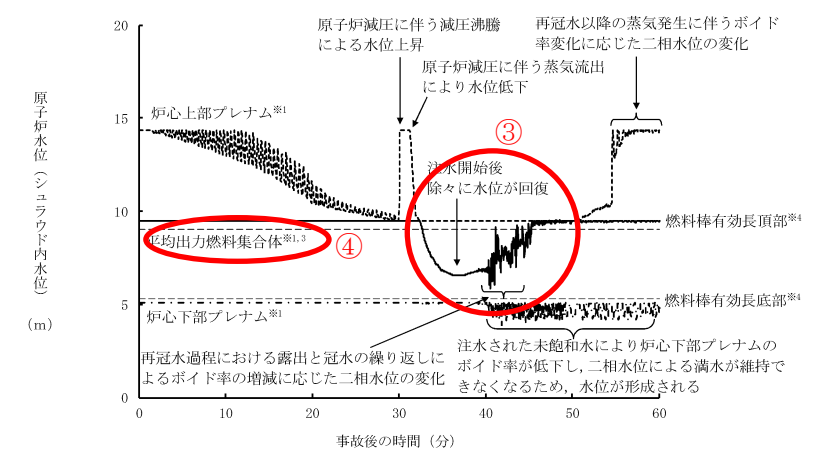
第 2.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移※2

※1 SAFER では炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分けて水位を計算している。事象発生 30~40 分程度までは炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態)、事象発生 30 分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。

※2 シュラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高め評価することとなる。)

※3 「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。(付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 1 部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ④ ノード 9: 燃料集合体 参照)

※4 燃料有効長頂部及び燃料有効長底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。



第 2.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移※2

※1 SAFER では、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分けて水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態)、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。

※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高め評価することとなる。)

※3 平均出力燃料集合体とは、「炉心の平均的な出力を設定した燃料集合体」を言う。

※4 燃料棒有効長頂部及び燃料棒有効長底部にあたる位置を図に破線で示す。

・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

①MSIV 閉作動の原子炉水位設定ポイント (島根 2 号炉: L2, 柏崎 6/7: L1.5) の違いにより、原子炉圧力上昇のタイミングが異なる。

【東海第二】

①外部電源の有無 (島根 2 号炉: 無, 東海第二: 有) の違いにより原子炉水位の低下速度が異なり、MSIV 閉作動の原子炉水位設定ポイント到達 (東海第二: L2) のタイミングが早い東海第二では、原子炉圧力の停滞は発生しない。

【柏崎 6/7】

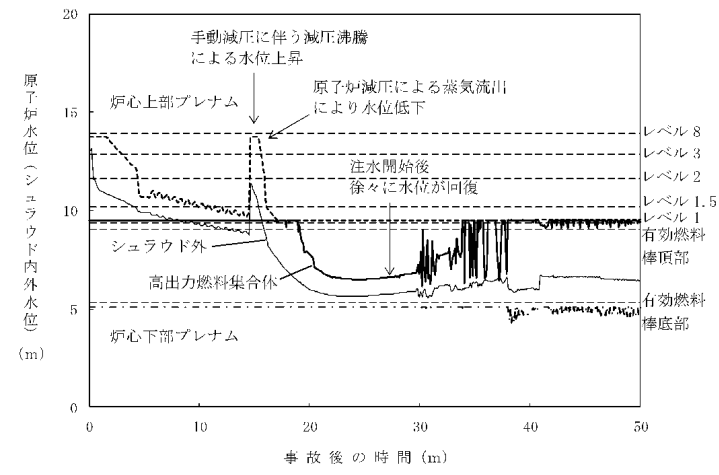
②ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより、柏崎 6/7 では発生蒸気量の増加による原子炉圧力上昇が発生。

【柏崎 6/7, 東海第二】

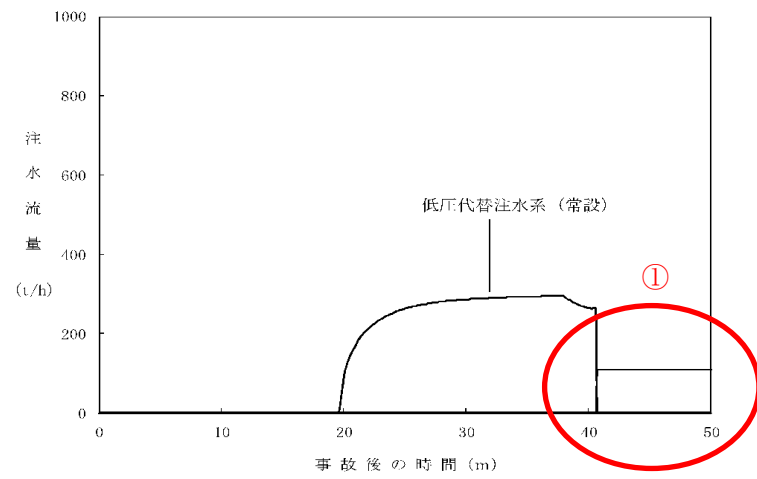
③ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いによる原子炉水位回復の速さの相違。

【柏崎 6/7】

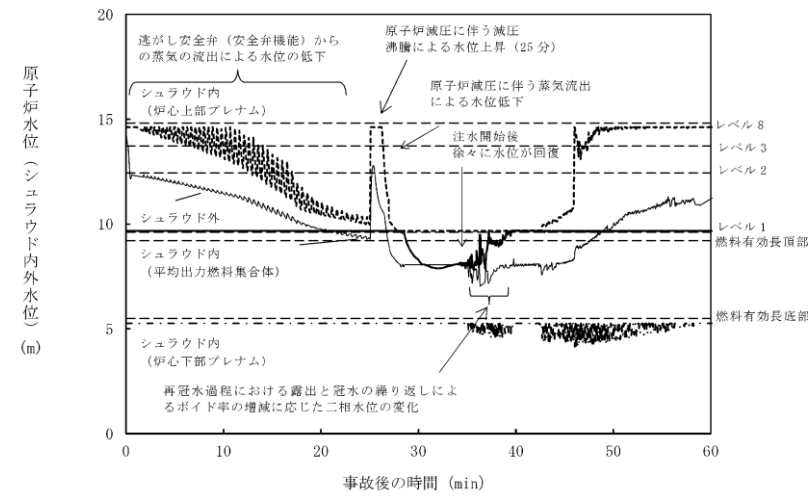
④島根 2 号炉は、平均出力燃料集合体にて燃料被覆管の最高温度が発生しているため、平均出力燃料集合体の原子炉水位を示している。



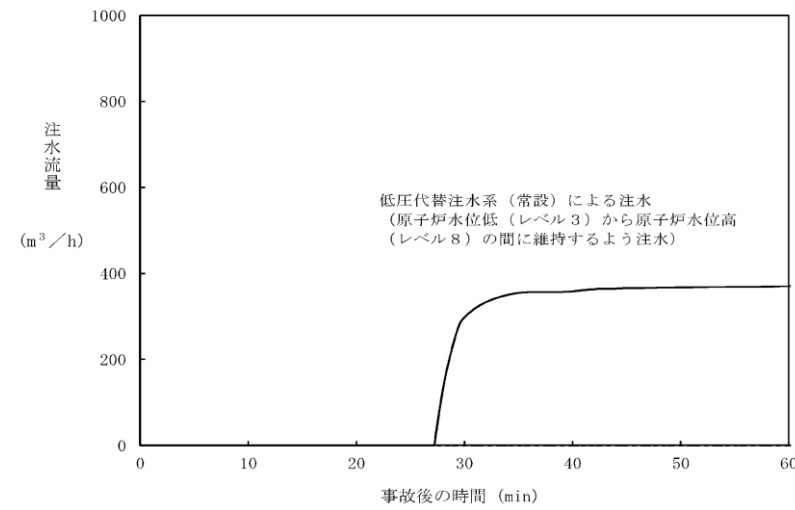
第 2.1.8 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



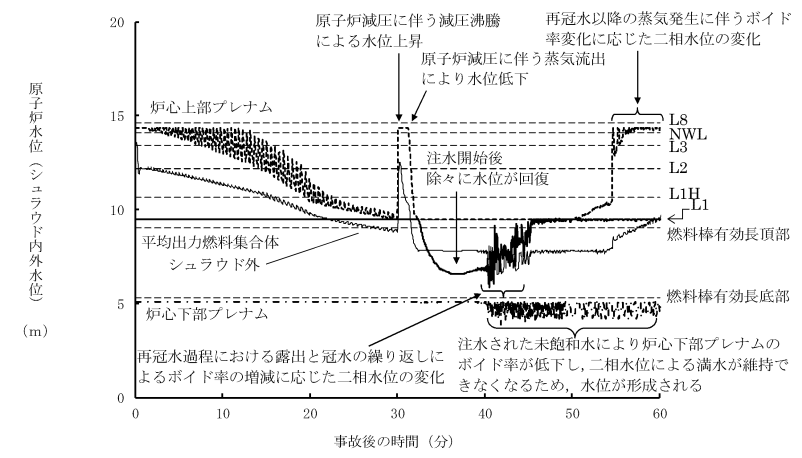
第 2.1.9 図 注水流量の推移



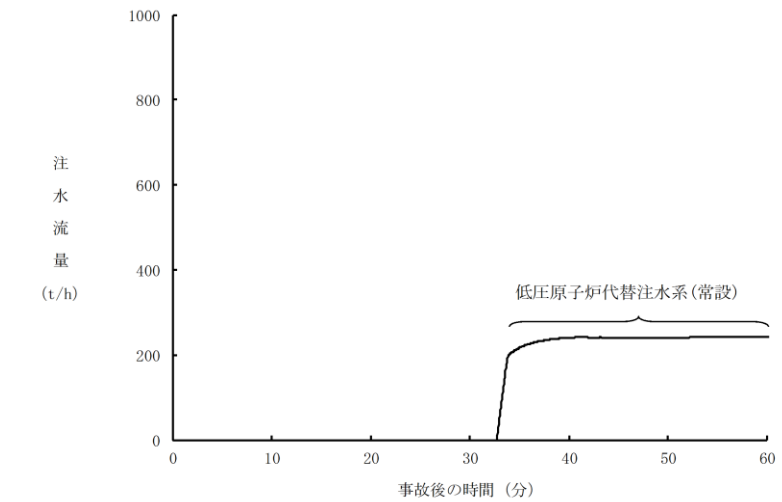
第 2.1-6 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.1-7 図 注水流量の推移

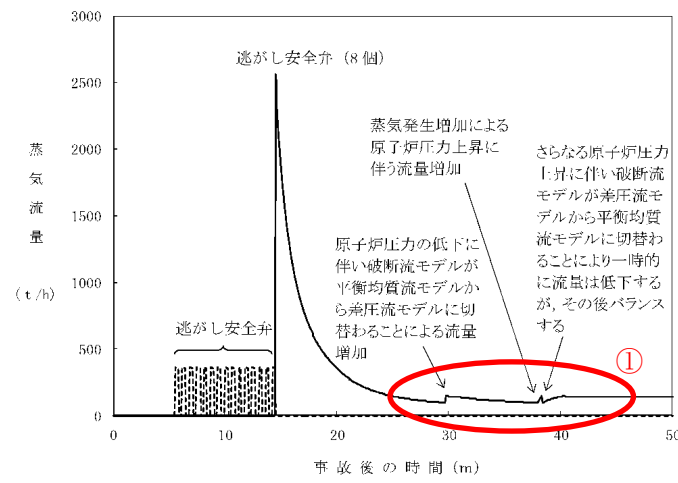


第 2.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

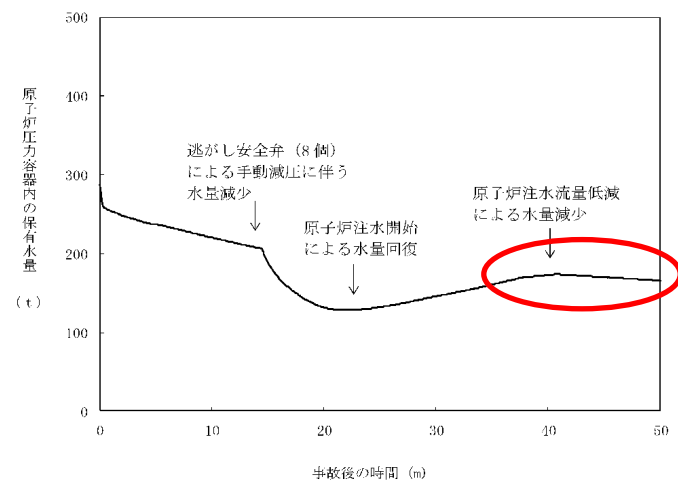


第 2.1.2-1(4) 図 注水流量の推移

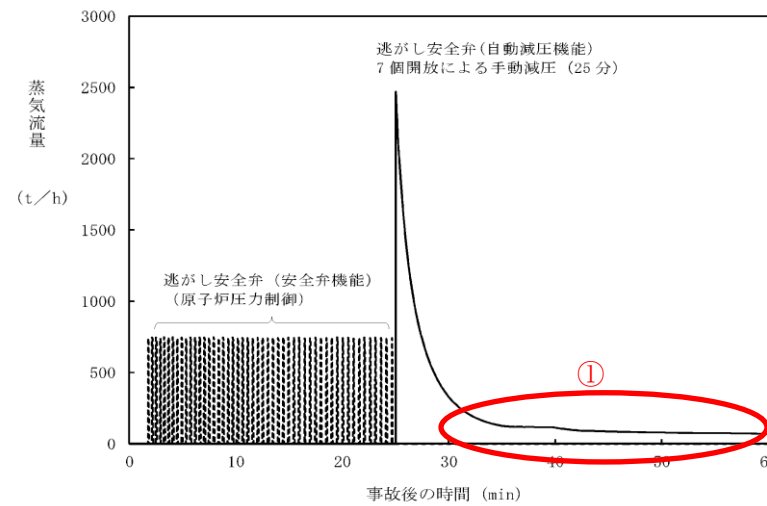
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①柏崎 6/7 では炉心部冠水後、90m³/h 一定で注水を実施。



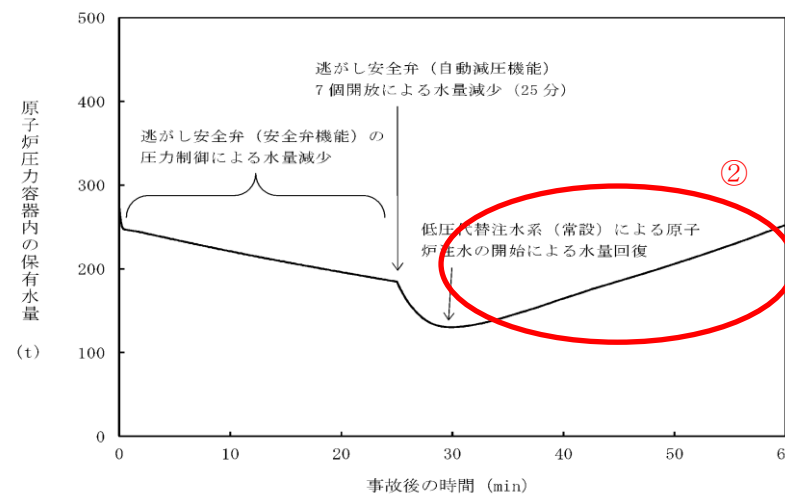
第 2.1.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



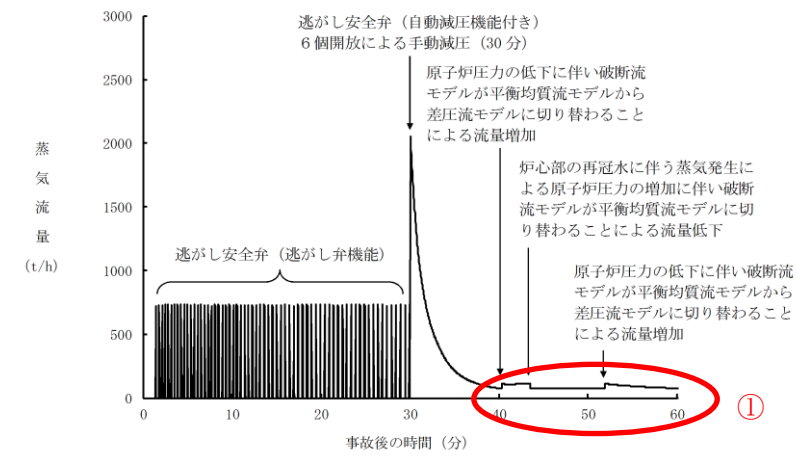
第 2.1.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



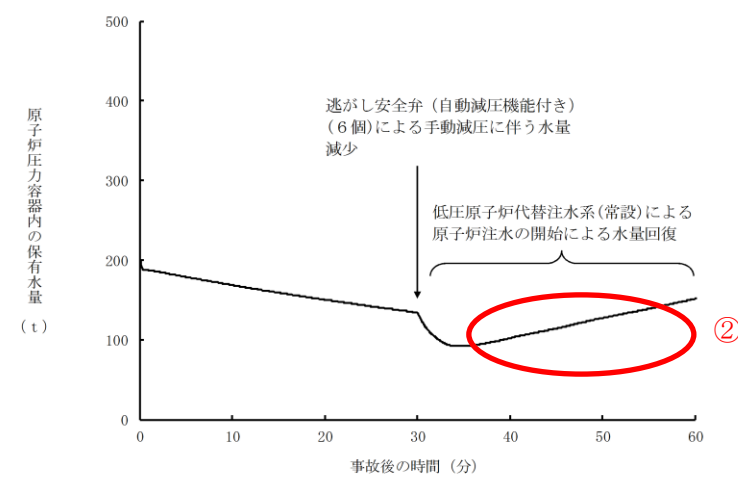
第 2.1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.1-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



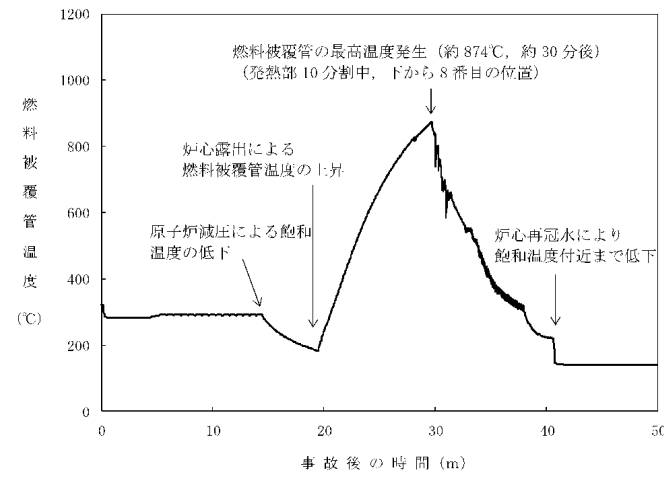
第 2.1.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



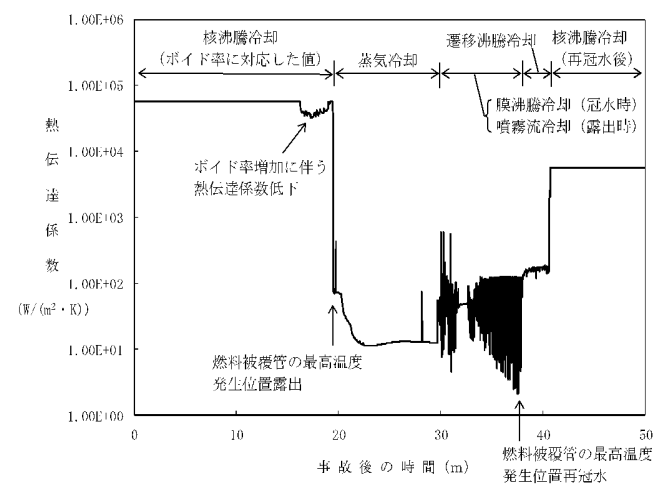
第 2.1.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違
【東海第二】
①島根 2号炉は、原子炉圧力の増減に伴い、モデルが切り替わっている。

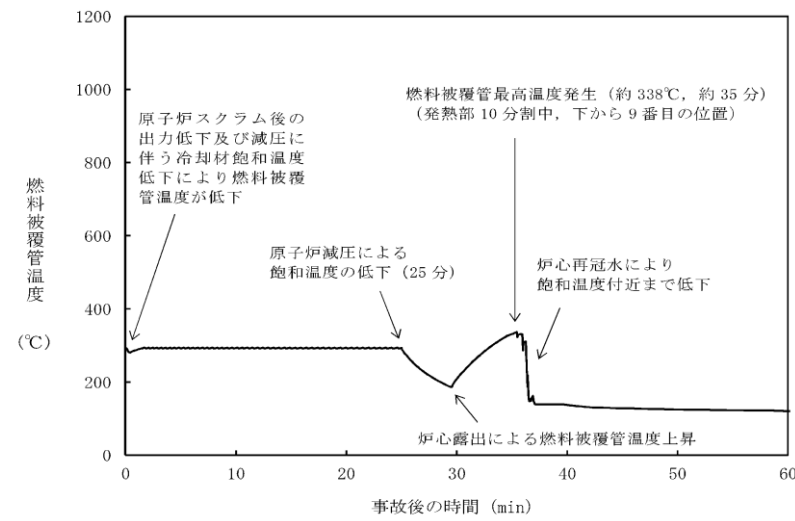
【柏崎 6/7】
②柏崎 6/7 では炉心部冠水後、90m³/h 一定で注水を実施するため、流量が低減されるため水量が減少する。



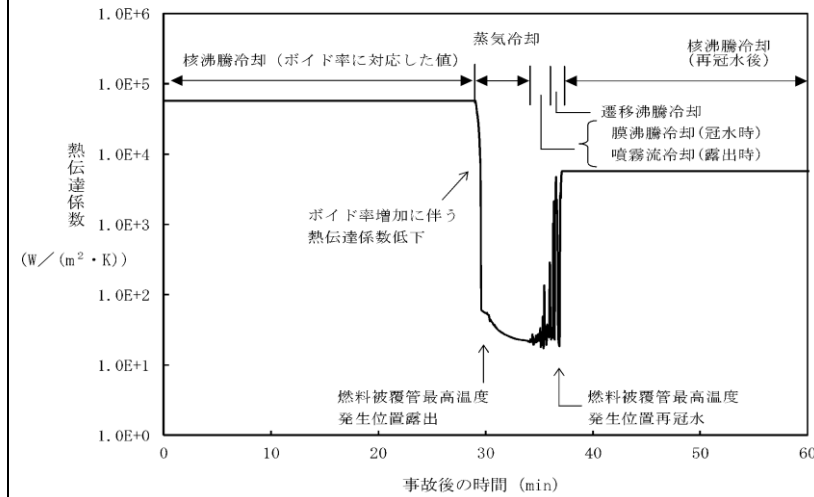
第2.1.12 図 燃料被覆管温度の推移



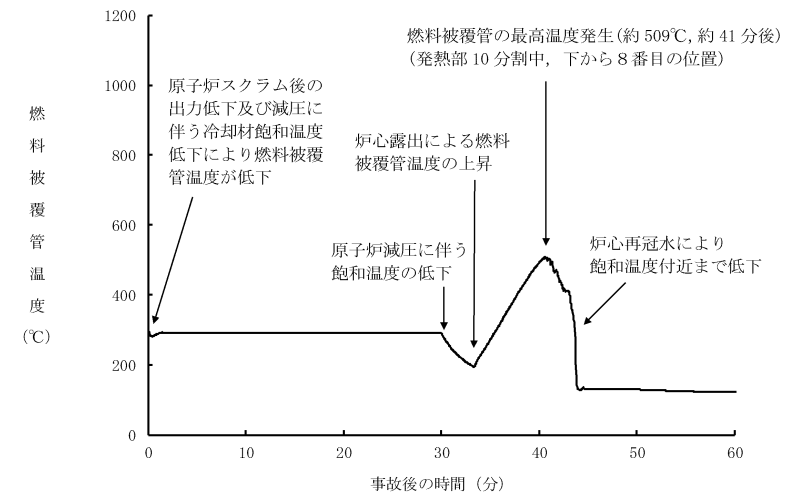
第2.1.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



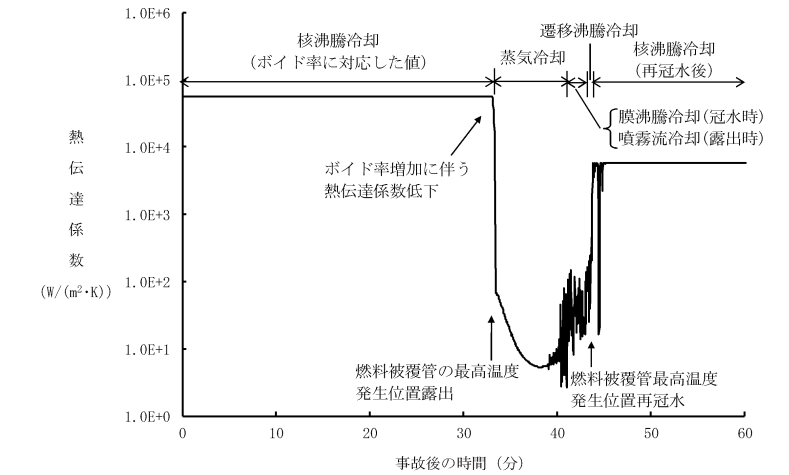
第2.1-10 図 燃料被覆管温度の推移



第2.1-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



第2.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

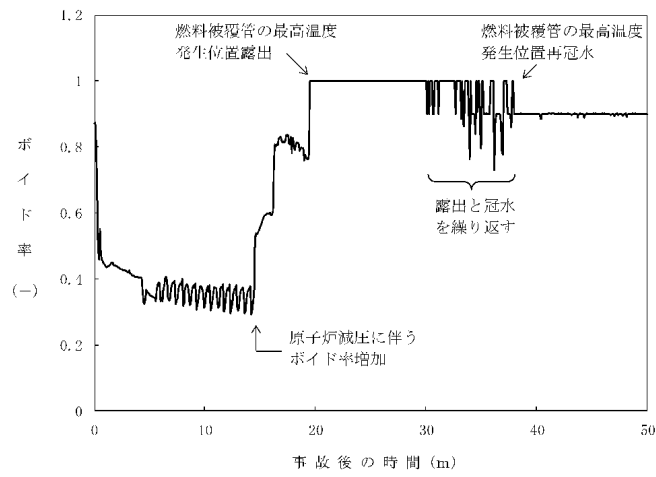


第2.1.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

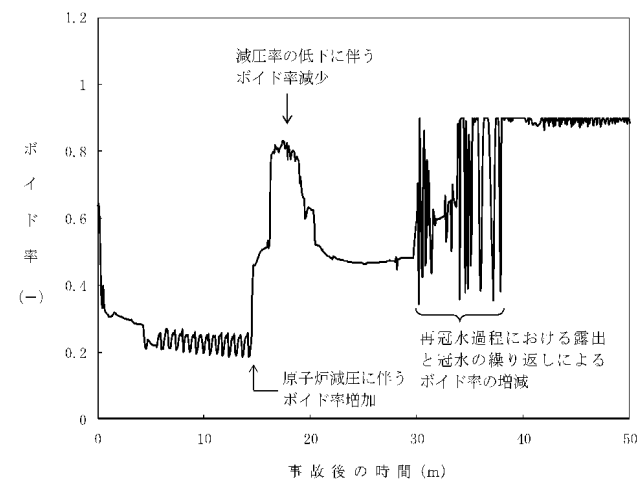
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるため燃料被覆管温度の挙動が異なる。

【柏崎6/7, 東海第二】
ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)



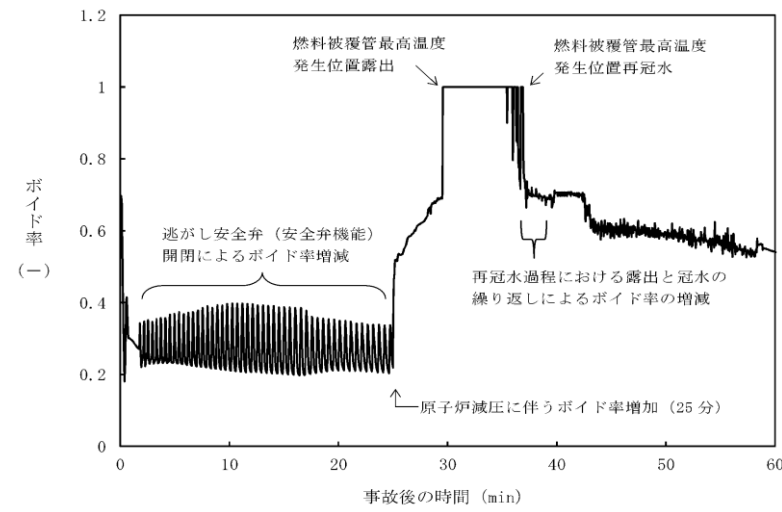
第 2.1.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



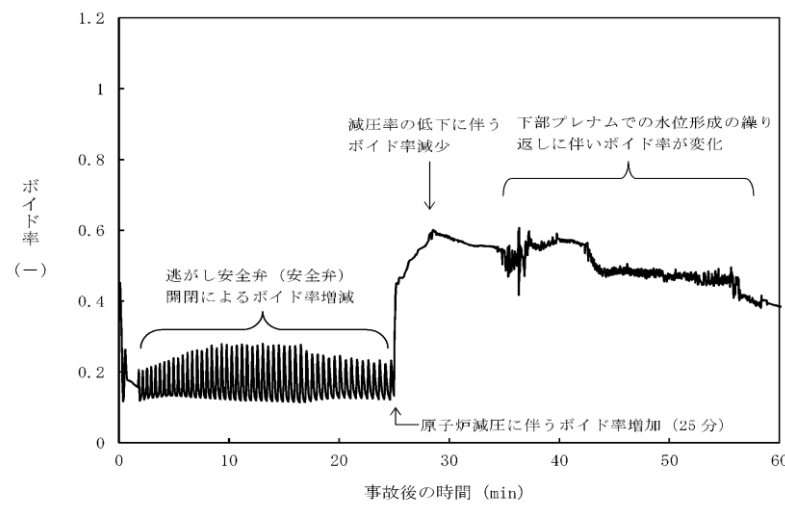
第 2.1.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移※

※ 高出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

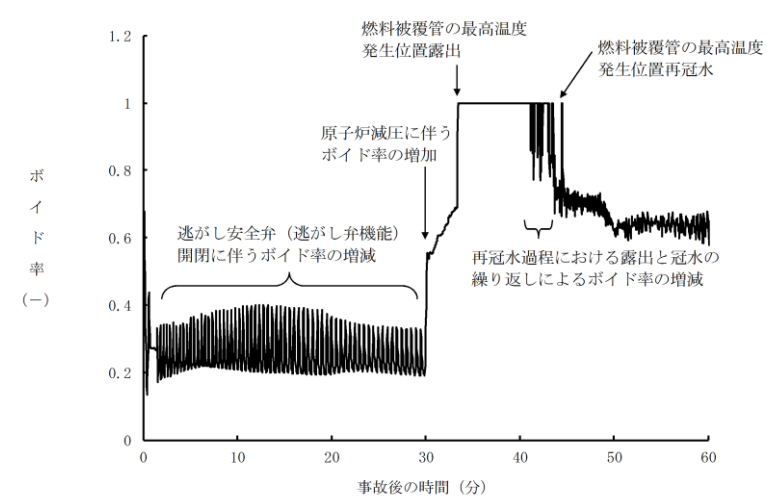


第 2.1-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

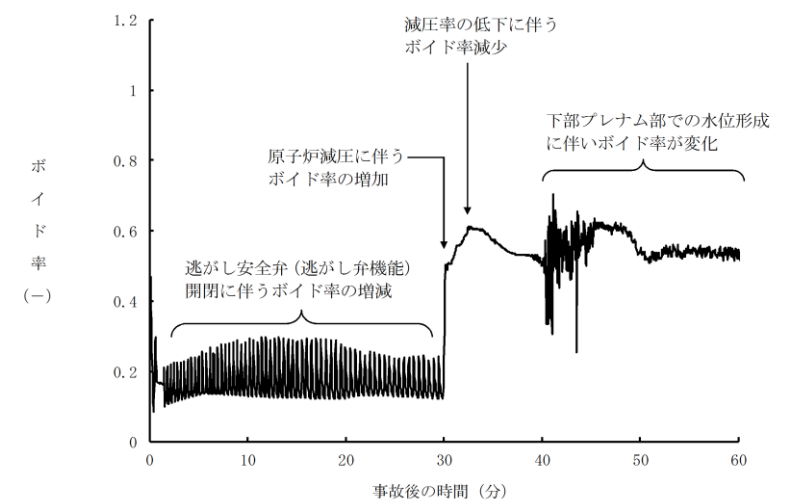


第 2.1-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

島根原子力発電所 2号炉



第 2.1.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.1.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移※

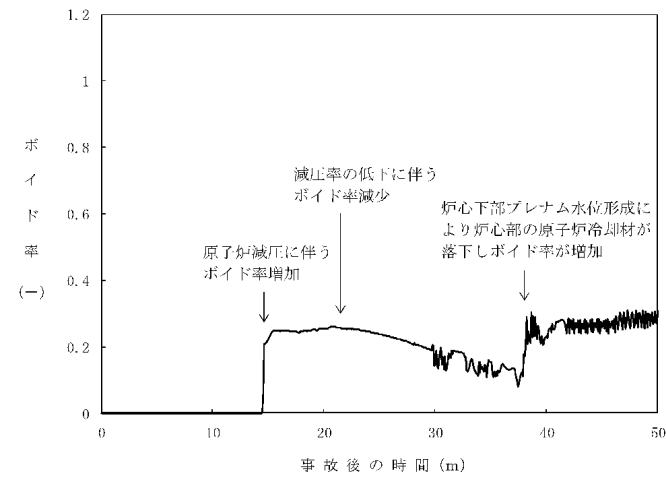
※ 平均出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。

備考

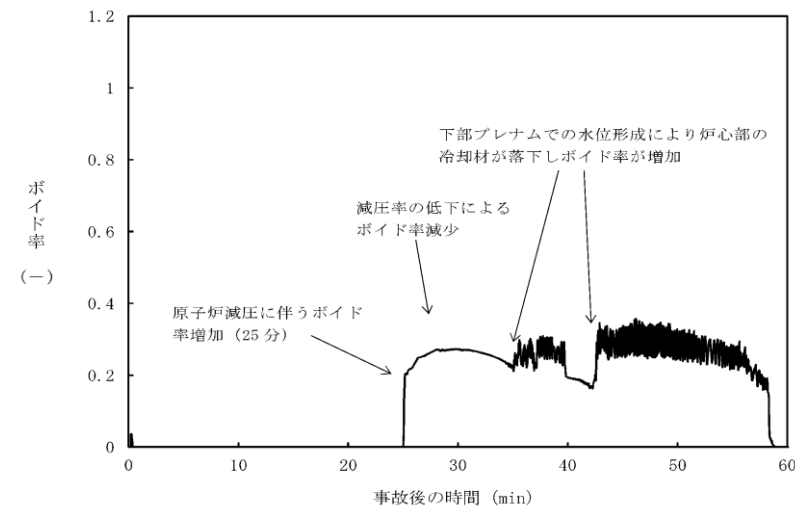
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。

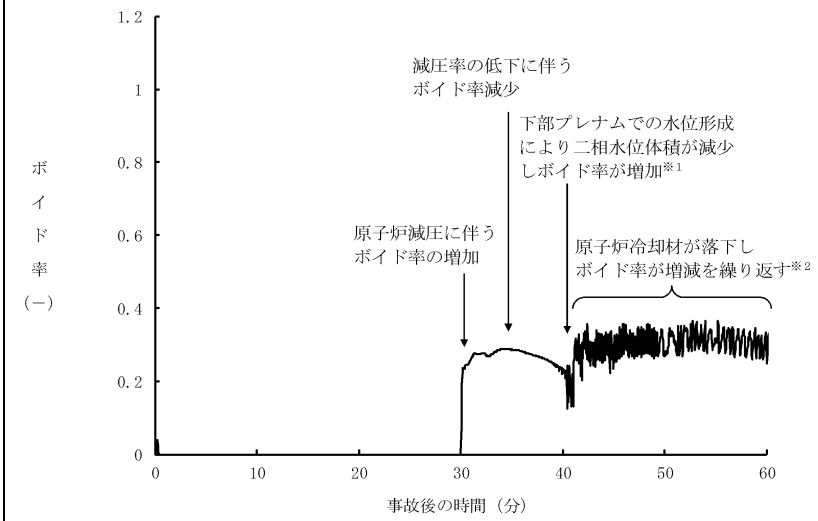
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、平均出力燃料集合体で燃料被覆管の最高温度が発生するため平均出力燃料集合体のボイド率の推移を示している。



第 2.1.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.1-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

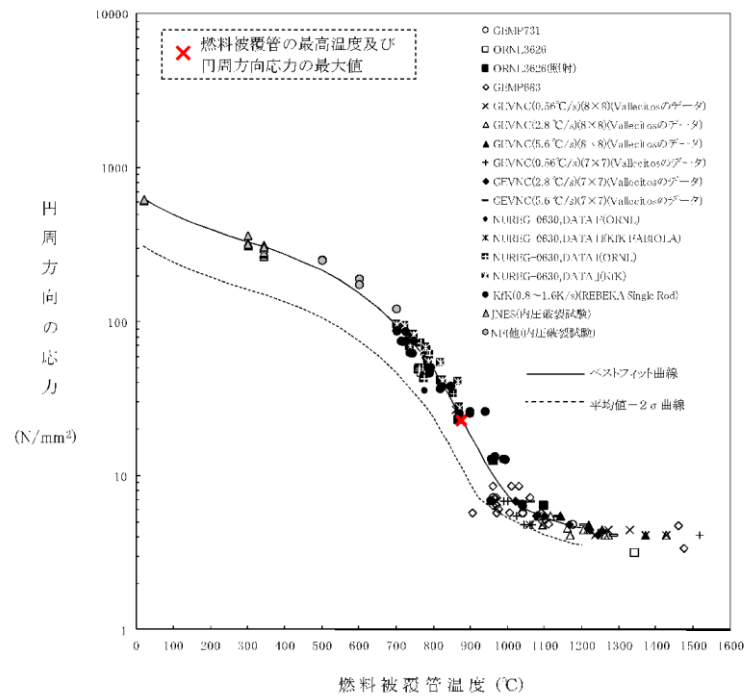


第 2.1.2-1(11)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

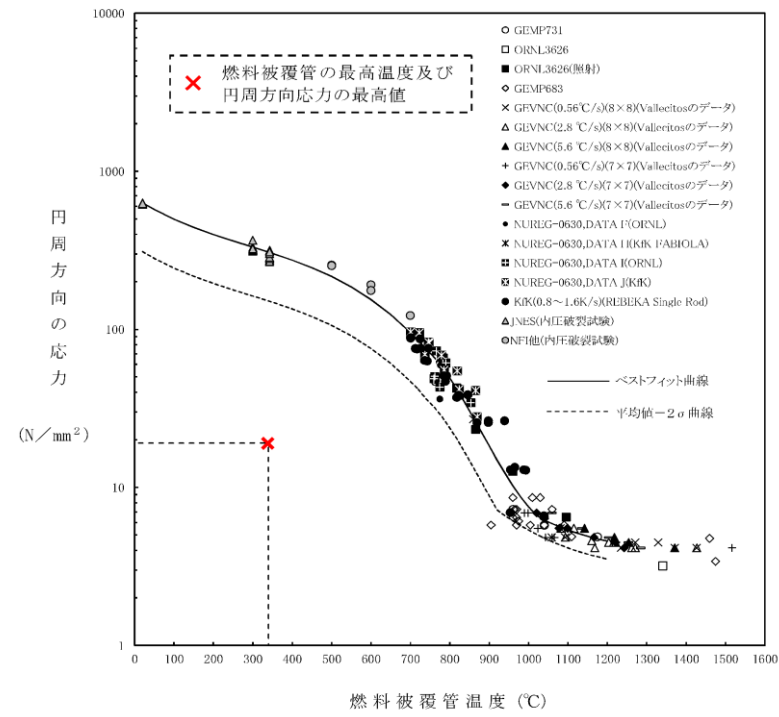
※1 炉心下部プレナム水位形成により水位以下の体積が減少していること、及び炉心下部プレナムでのボイド上昇が抑えられたことから、ボイド率が相対的に増加している。

※2 炉心下部プレナム部ではCCFL（気液対向流制限）が発生しており、炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。

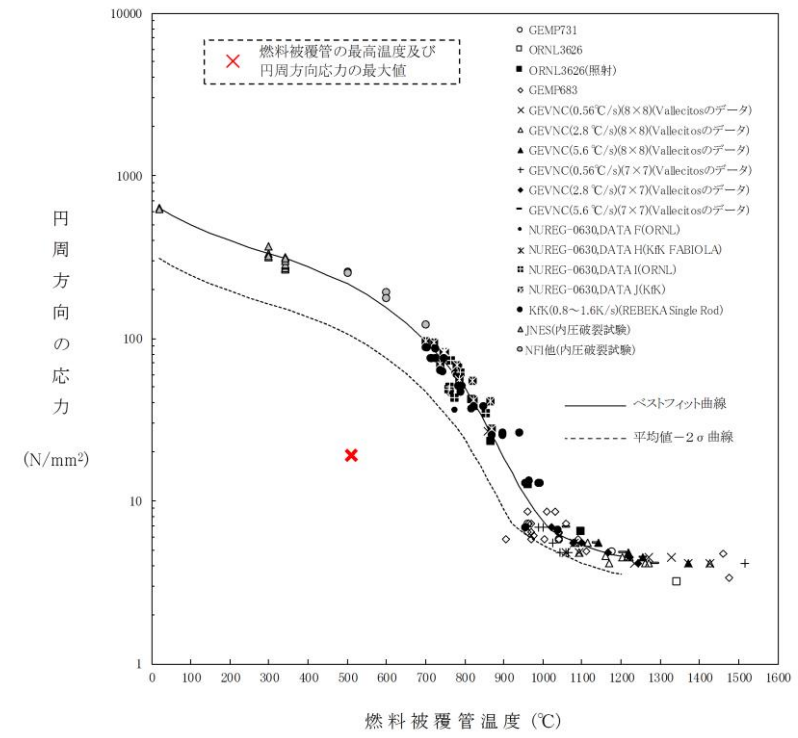
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.1.17 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

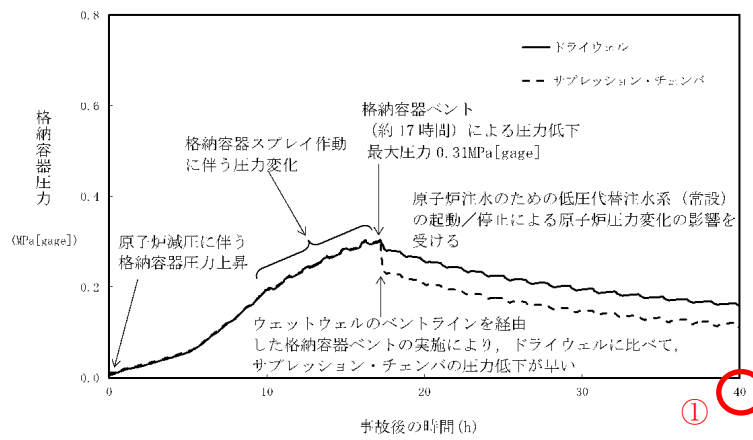


第 2.1-15 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

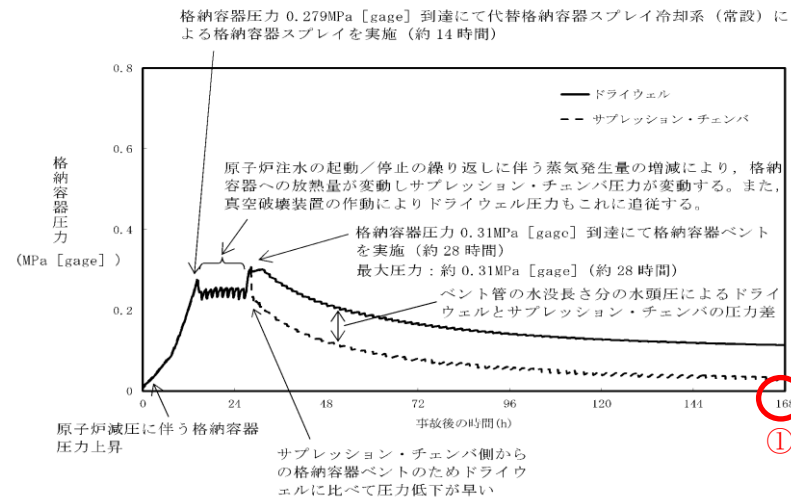


第 2.1.2-1(12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

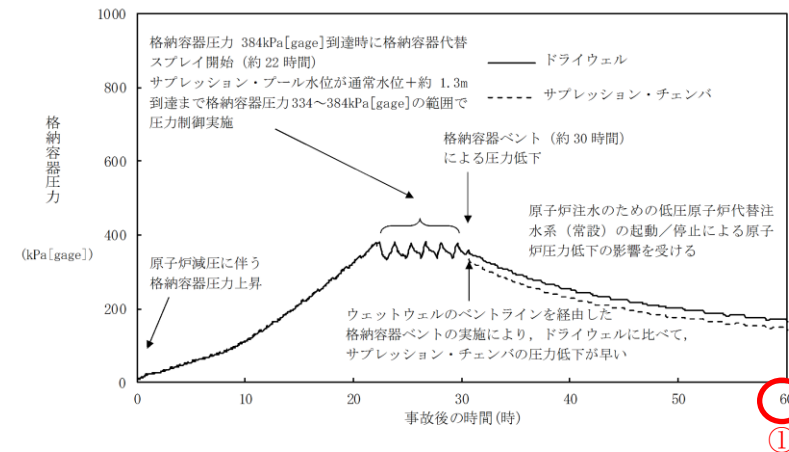
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉及び東海第二は、炉心露出時間が短い
ため、燃料被覆管の最高温度が柏崎 6/7 と比較して低い。



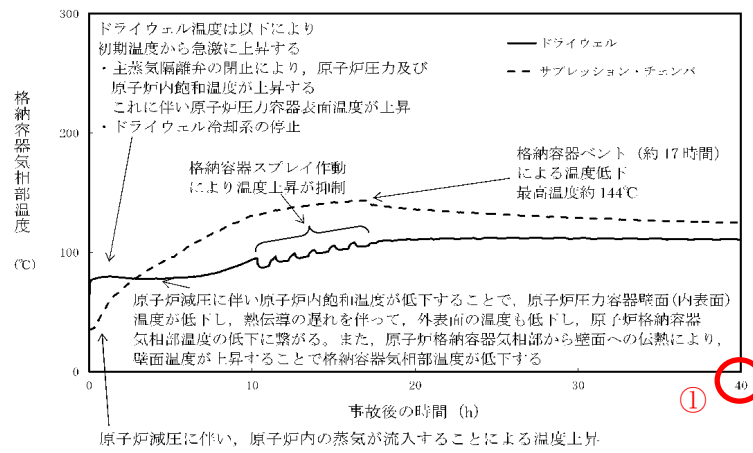
第 2.1.18 図 格納容器圧力の推移



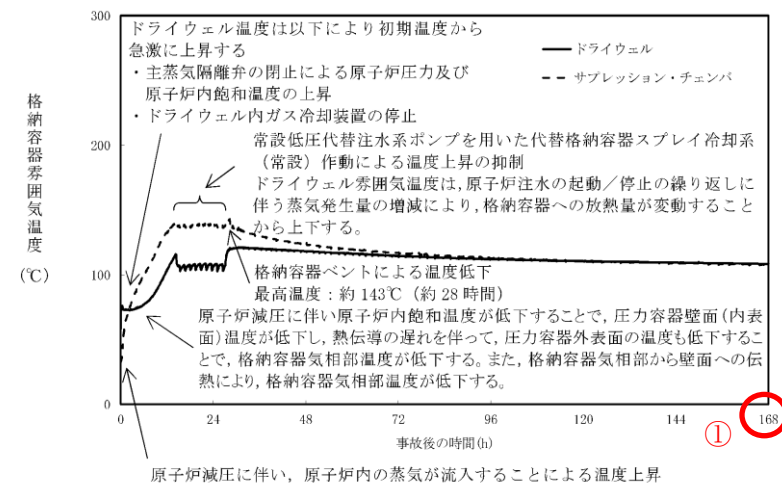
第 2.1-16 図 格納容器圧力の推移



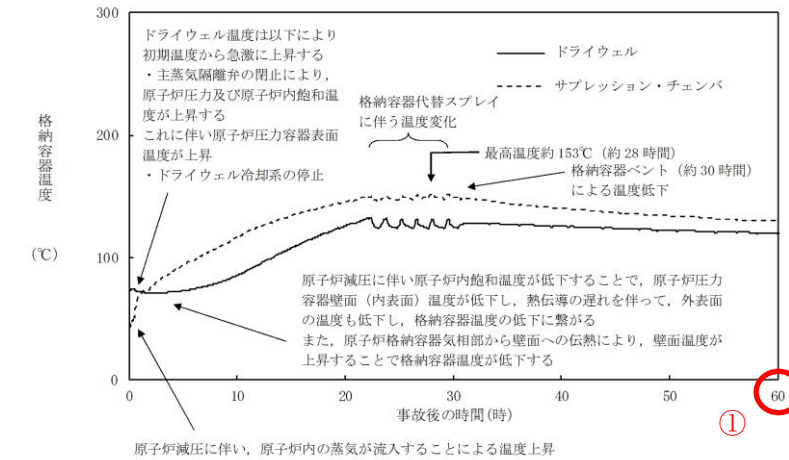
第 2.1.2-1(13) 図 格納容器圧力の推移



第 2.1.19 図 格納容器気相温度の推移

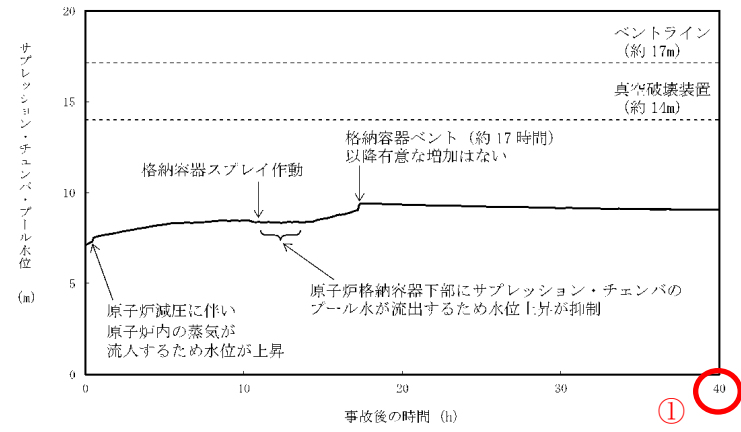


第 2.1-17 図 格納容器雰囲気温度の推移

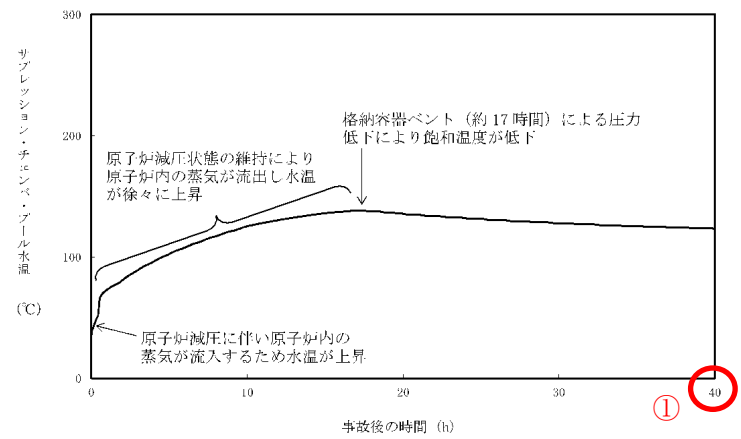


第 2.1.2-1(14) 図 格納容器温度の推移

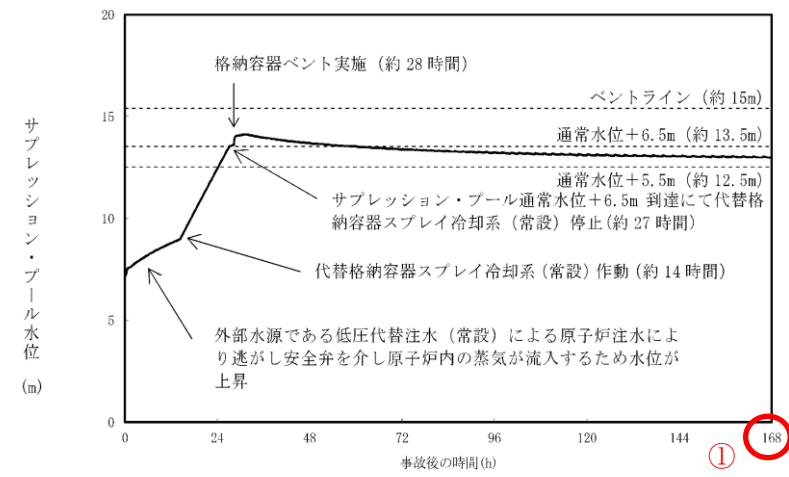
・解析結果の相違
【東海第二】
①解析時間の相違。



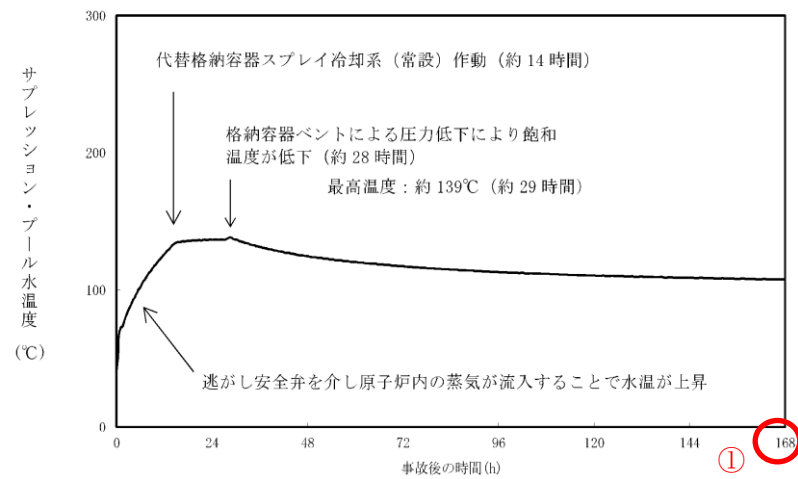
第2.1.20 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



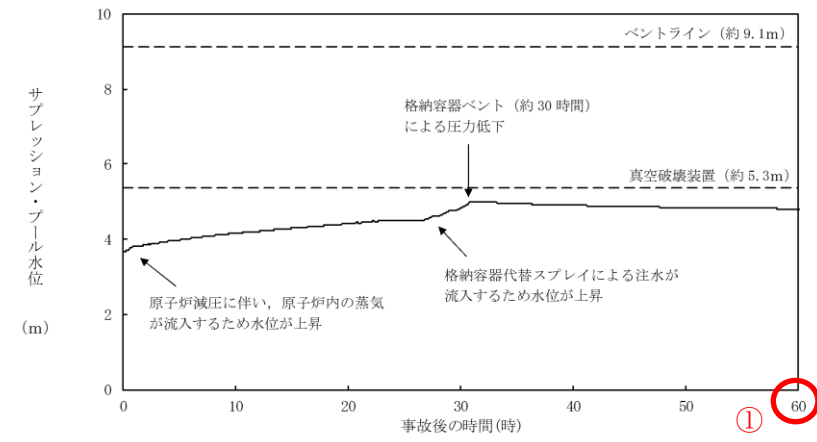
第2.1.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



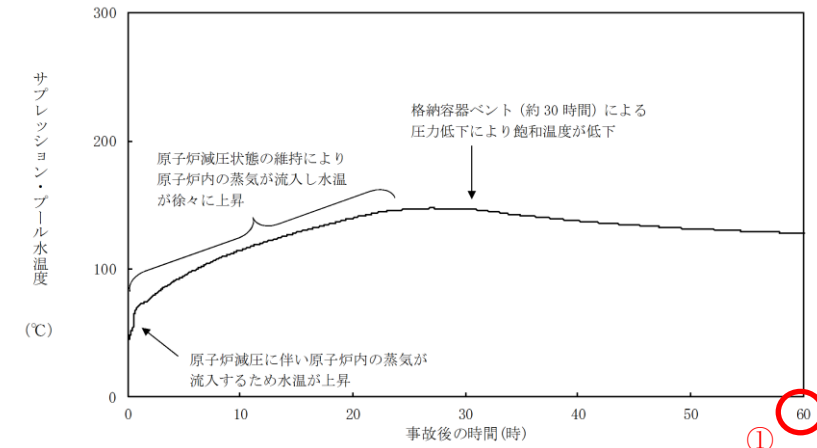
第2.1-18 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.1-19 図 サプレッション・プール水温度の推移

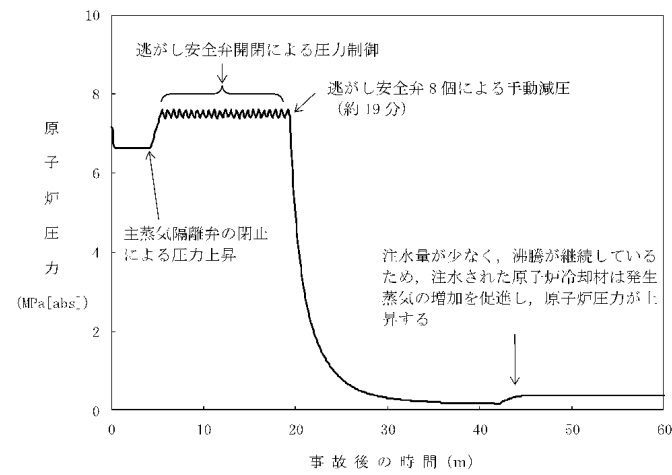


第2.1.2-1(15) 図 サプレッション・プール水位の推移

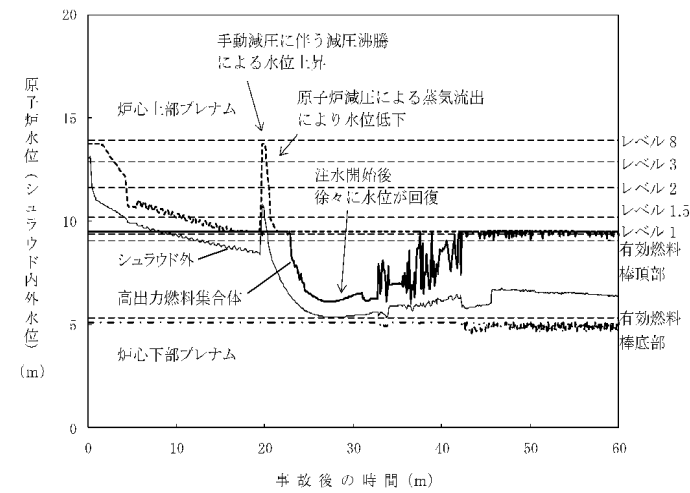


第2.1.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度の推移

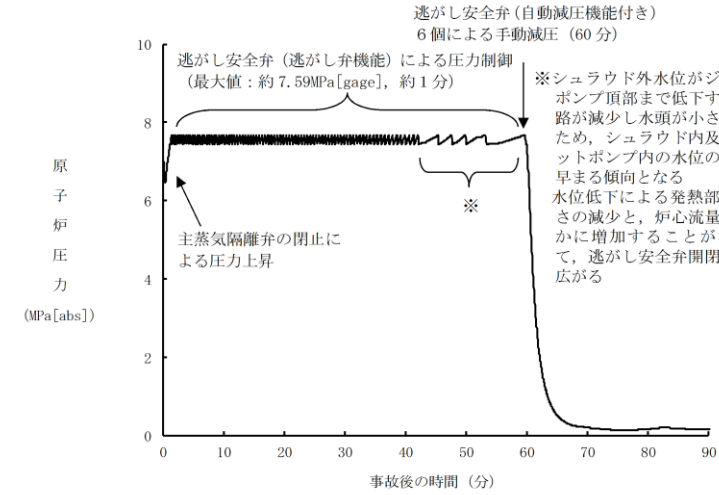
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



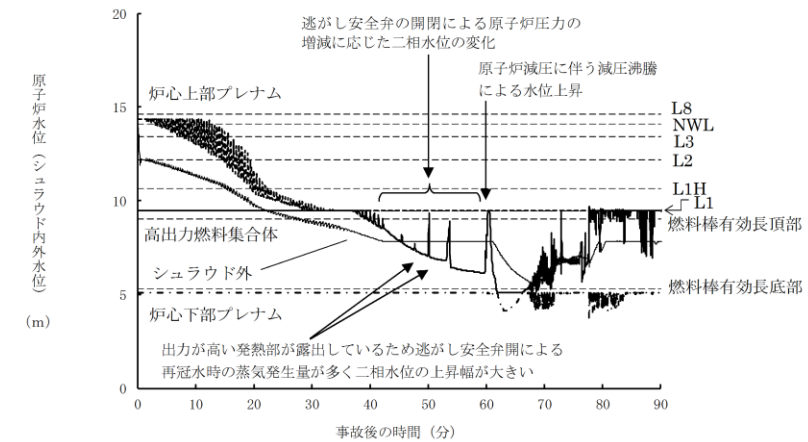
第 2.1.22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける
原子炉圧力の推移



第 2.1.23 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

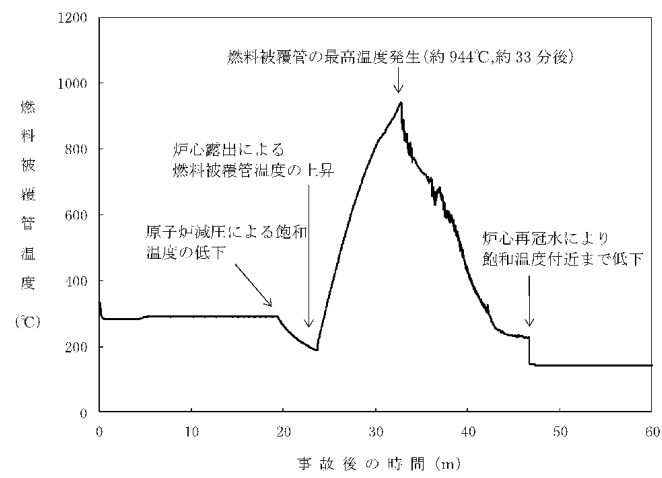


第 2.1.3-1(1) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける
原子炉圧力の推移

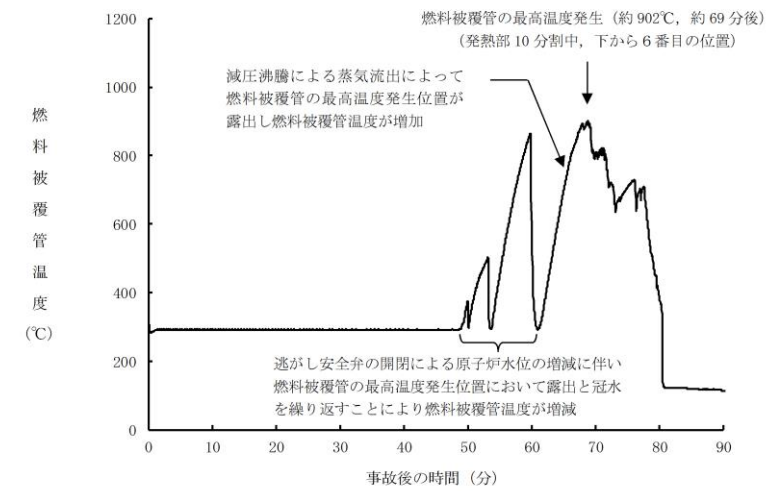


第 2.1.3-1(2) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

・記載箇所の相違
【東海第二】
東海第二は、「2.6 L O C A 時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施。



第 2. 1. 24 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移



第 2. 1. 3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

・記載箇所の相違
【東海第二】
 東海第二は、「2.6 L O C A 時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施。

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象発生時、原子炉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
停止・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの運転電圧の指示が上昇しないことにより発生し、低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
高圧代替注水による原子炉水位	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ 燃料域注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
逃がし安全弁による原子炉水位	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ 燃料域注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
低圧代替注水 (常設) による原子炉水位	逃がし安全弁による原子炉水位回復後、低圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	低圧代替注水ポンプ 燃料域注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位異常低下 (レベル2) による自動起動信号が発生し、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動及び手動起動の失敗後、低圧炉心スプレイ系及び残留冷却系 (低圧注水系) の手動起動を実施するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量等の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	高圧炉心スプレイ系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
高圧代替注水による原子炉水位	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ 燃料域注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
逃がし安全弁による原子炉水位	高圧・低圧注水機能喪失確認後、常設低圧代替注水ポンプを2台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設低圧代替注水ポンプ 燃料域注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

① ① 重大事故等対応設備 (設計高圧注水)

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

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象が発生し、原子炉スクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位異常低下 (レベル2) による自動起動信号が発生し、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動及び手動起動の失敗後、低圧炉心スプレイ系及び残留冷却系 (低圧注水系) の手動起動を実施するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量等の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留冷却系ポンプ吐出圧力*
高圧代替注水による原子炉水位	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ サブプレッション・チェンバ* 高圧代替注水系系統流量	-	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧代替注水系系統流量
逃がし安全弁による原子炉水位	高圧・低圧注水機能喪失確認後、常設低圧代替注水ポンプを2台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設低圧代替注水ポンプ 燃料域注水ポンプ	-	原子炉圧力 (SA)

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
② ② 有効性評価上考慮しない操作

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象が発生して原子炉スクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】* 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】*	-	平均出力領域計装*
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 【原子炉隔離時冷却系出口流量】* 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】* 【残留冷却系ポンプ出口流量】* 【低圧炉心スプレイポンプ出口流量】*
高圧原子炉代替注水による原子炉水位	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水ポンプ サブプレッション・チェンバ*	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧原子炉代替注水流量
逃がし安全弁による原子炉水位	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水 (常設) を起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設代替注水電源設備 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き)*	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*

①, ② ※: 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
【 】: 重大事故等対応設備 (設計基準拡張)
有効性評価上考慮しない操作

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。
・記載方針の相違
【柏崎6/7】
①島根2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対応設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対応設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (2/3)

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
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は、原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 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) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライオン用) 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が 0.245MPa [gage] に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サブプレッション・チェンバ* -	-	ドライウエル圧力 サブプレッション・プールの水温度 サブプレッション・プールの水温度 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA燃料域) 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

* 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
② : 有効性評価上考慮しない操作

第 2.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水貯槽	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 代替注水流量 (常設) 低圧原子炉代替注水貯槽水位
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合は、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器圧力が 334kPa [gage] まで降下した場合、又はサブプレッション・プールの水位が通常水位 + 約 1.3m に到達した場合は、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリー	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッション・プールの水位 (SA)

② ※: 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
【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

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

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
代替格納容器スプレッド冷却系(常設)による格納容器冷却	格納容器圧力が0.279MPa [gauge] に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系(常設)により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替格納容器貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバール圧力 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) 低圧代替注水系格納容器スプレッド冷却系(常設)用 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa [gauge] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバール圧力 サブプレッション・プールの水位 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) フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)

* 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

②

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	-

※：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
【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

②

第 2.1.2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gauge]	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 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A 型)	-
最大熱出力密度	44. 0kW/m	設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33CWD/t	① サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 350m ³	② ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5, 960m ³ 液相部：3, 580m ³	③ ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3, 43kPa (ドライウエル-サブプレッ ション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール 水位	7, 05m (通常運転水位)	④ 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・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5, 2kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

初期条件

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3, 293MW	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 [gauge]	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 スカート下端から +126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48, 300t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A 型)	-
最大熱出力密度	44. 0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33CWD/t	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として設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5, 700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4, 100m ³ 液相部：3, 300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

初期条件

第 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2, 436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6, 93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35, 6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9 燃料 (A 型)	9×9 燃料 (A 型)、9×9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9×9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値 (高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33CWD/t)	② 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 した値を設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 900m ³	③ ドライ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) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4, 700m ³ 液相部：2, 800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3, 43kPa (ドライウエル-サブプレ ション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

初期条件

- ・解析条件の相違
- 【柏崎 6/7】
- ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
- 【東海第二】
- ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。
- ③島根 2号炉及び柏崎 6/7 は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。
- ④島根 2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第 2.1.2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	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残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/5)


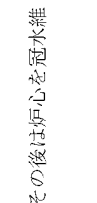
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値 ③
	サブレーション・プール水位	通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定
	サブレーション・プール水温度	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度) として設定
	外部水源の温度	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス及び残留熱除去系 (低圧注水系) の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/4)

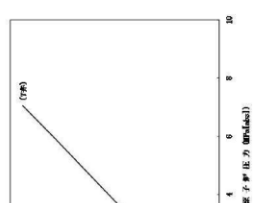
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位) ③	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

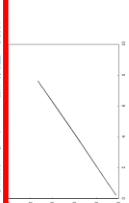

第2.1.2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/4)

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 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒) 再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル3) で4台、原子炉水位低 (レベル2) で残りの6台がトリップ 逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4個, 380 t/h/個 ⑤ 自動減圧機能付き逃がし弁の8個を開閉することによる原子炉の過減圧 <原子炉圧力と逃がし弁安全弁1個あたりの蒸気流量の関係>	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定 逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	⑤ 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	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 設計値に注入配管の流路形状を考慮した値として設定 
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 [gage]における最大非流出量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開)にて原子炉格納容器除熱	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮し、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	低圧代替注水系 (常設)	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)		
格納容器圧力逃がし装置等		

第2.1-2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/5)

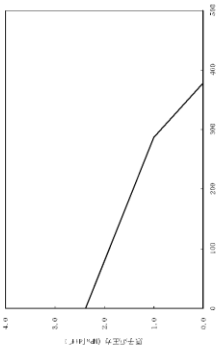
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
A.T.W.S緩和设备 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	再循環系ポンプが、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で2台全てがトリップ 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4個, 407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa [gage] × 4個, 410.6t/h (1個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の7個を開閉することによる原子炉過減圧 ⑤ <原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係> 	A.T.W.S緩和设备 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインターロックとして設定 逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
逃がし安全弁	⑤	
重大事故等対策に関連する機器条件		

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒) 逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開閉することによる原子炉過減圧 ⑤ <原子炉圧力と逃がし安全弁6個の蒸気流量の関係> 	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定 逃がし安全弁の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
逃がし安全弁	⑤	
重大事故等対策に関連する機器条件		
低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m ³ /hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m 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
格納容器フィルタバベント系	格納容器圧力 427kPa [gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタバベント系の設計値として設定

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤島根2号炉及び柏崎6/7は、逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
格納容器圧力逃がし装置等	230m ³ /h (格納容器スプレイ実施中) 130m ³ /h (格納容器内へスプレイ)	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	格納容器圧力が0.31MPa [gage]における排出流量13.4kg/sに対して、第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第 2.1.2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	低圧代替注水系 (常設) の追加起動及び中央制御室における系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室操作における低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4 / 4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	常設代替交流電源設備の起動、受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動、系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 20 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

・解析条件の相違
【東海第二】

実線・・設備運用又は体制等の相違 (設計方針の相違)
 波線・・記載表現, 設備名称の相違 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 <u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)</u></p> <p>2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)</u>」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, 「<u>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)</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)</u>」では, 全交流動力電源喪失後, 原子炉隔離時冷却系が自動起動し, 設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの, その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため, 逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し, 原子炉水位が低下することから, 緩和措置がとられない場合には, 原子炉水位の低下により炉心が露出し, 炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは, 全交流動力電源が喪失した状態において, 直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため, 重大事故等対策の有効性評価には, 直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって, 本事故シーケンスグループでは, 所内蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生24 時間後まで炉心を冷却し, 常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系 (低圧注水モード), <u>低圧代替注水系 (常設) による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し, 原子炉減圧後に残留熱除去系 (低圧注水モード) により</u></p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)</p> <p>2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「<u>外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)</u>」及び②「<u>サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」では, 全交流動力電源喪失後, 原子炉隔離時冷却系が自動起動し, 設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの, その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため, 逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し, 原子炉水位が低下することから, 緩和措置がとられない場合には, 原子炉水位の低下により炉心が露出し, 炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは, 全交流動力電源が喪失した状態において, 直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため, 重大事故等対策の有効性評価には, 直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって, 本事故シーケンスグループでは, <u>所内常設直流電源設備</u>から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生約8 時間後まで, <u>その後, 低圧代替注水系 (可搬型) による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し, 原子炉減圧後に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水によって事象発生約24 時間後まで炉心を冷却し, 常設代替交流電源設備</u></p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 <u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u></p> <p>2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, 「<u>外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」では, 全交流動力電源喪失後, 原子炉隔離時冷却系が自動起動し, 設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの, その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため, 逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し, 原子炉水位が低下することから, 緩和措置がとられない場合には, 原子炉水位の低下により炉心が露出し, 炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは, 全交流動力電源が喪失した状態において, 直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため, 重大事故等対策の有効性評価には, 直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって, 本事故シーケンスグループでは, <u>所内常設蓄電式直流電源設備</u>から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生8 時間後まで炉心を冷却し, <u>その後, 逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し, 原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し, 常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系 (低圧注水モード) により炉心を冷却することによって炉心損傷</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は, 原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として, 事象</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</u>、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</u></p>	<p>による給電後に<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（長期TB）</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による炉心冷却を継続する。</p>	<p>の防止を図る。</p> <p>また、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失（長期TB）</u>」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p>	<p>発生8時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系により原子</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</u>これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1 図から第2.3.1.4 図に、手順の概要を第2.3.1.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28名である。</u>その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>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</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名である。</p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員46名である。</u>必要な要員と作業項目について第2.3.1.6図に示す。</p>	<p>また、<u>格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。</u>これらの対策の概略系統図を第2.3.1-1 図に、手順の概要を第2.3.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）24名</u>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、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員5名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は13名である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの系</u></p>	<p>また、<u>原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</u>これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1-1(1)図から第2.3.1.1-1(3)図に、手順の概要を第2.3.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.1.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>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31名</u>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、<u>当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名</u>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19名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.3.1.1-3図に示す。</p>	<p>炉注水を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 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

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、<u>全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する</u>。これにより<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原</p>	<p><u>統構成操作及び流量調整操作を行うための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2.3.1-3 図に示す。</u></p> <p><u>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、24名で対処可能である。</u></p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、<u>全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する</u>。これにより<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。<u>また、全交流動力電源喪失の確認より、<u>低圧代替注水系(可搬型)の準備を開始する。</u></u></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、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、<u>すべての非常用ディーゼル発電機等</u>が機能喪失する。これにより<u>非常用高圧母線(6.9kV)</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原</p>	<p>員の充足性を確認している。なお、これら要員31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・シーケンス選定の相違 【東海第二】 東海第二では、本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスが複数あるため、その他の事故シーケンスに関する要員の充足性を確認。柏崎6/7及び島根2号炉は、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスはないため記載なし。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉は、可搬型注水設備の準備を、「c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」に記載。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装(SRM)及び中間領域計装(IR</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量</u>等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>代替原子炉補機冷却系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源切替え 原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8時間経過するまでに<u>所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池Aから蓄電池A-2に切り替え）</u>を実施する。事象発生から、19時間経過するまでに<u>所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池に切り替え）</u>を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。なお、<u>所内蓄電式直流電源設備の切替え操作を実施する際には、時間的裕度を確保するため、原子炉水位高（レベル8）近傍まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉隔離時冷却系を停止し、切替え操作を実施する。</u></p>	<p>し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量</u>等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源負荷切離し 原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、<u>事象発生から1時間経過するまでに中央制御室内にて及び事象発生から8時間後に現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離し</u>を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。</p>	<p>子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）</u>、<u>原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源負荷切離し及び切替え 原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて<u>不要な負荷の切離し及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））</u>を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。<u>所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施する前に、監視計器用直流電源切替え操作を実施する。また、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。</u></p>	<p>M)、柏崎6/7、東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7、東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源切替え時、監視計器用の電源及び逃がし安全弁の電源を確保するために</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>e. <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水準備 <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備として、<u>原子炉建屋原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（原子炉注水弁及び残留熱除去系注入弁）</u>の手動開操作を実施する。 屋外操作にて<u>可搬型代替注水中型ポンプ</u>の準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの燃料給油準備を実施する。</p> <p>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>g. <u>低圧代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力以下であることを確認し、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて電動弁（原子炉圧力容器注水流量調整弁）</u>を手動開し、屋外操作にて高所東側接続口の弁の開操作を実施することで、原子炉注水が</p>	<p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水準備 <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備として、<u>原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びF.L.S.R注水隔離弁）</u>の手動開操作を実施する。 屋外操作にて<u>大量送水車</u>の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。</p> <p>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水の準備が完了後、<u>サブプレッション・プール水温度100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6 個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>g. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>による原子炉注水 <u>逃がし安全弁</u>による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると</u>原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p>	<p>蓄電池を切り替える。 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 減圧タイミングの相違。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サブプレッション・プール水温度を監視。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>e. <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</u> <u>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</u> <u>格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等であ</u></p>	<p>開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p><u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</u></p> <p>h. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が<u>0.279MPa [gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</u>を実施する。 原子炉建屋原子炉棟内の操作にて格納容器冷却に必要な電動弁（<u>残留熱除去系D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁</u>）の手動開操作を実施することで格納容器冷却が開始される。 なお、<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</u>は同時に実施する。 <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。</u></p>	<p><u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧原子炉代替注水流量等である。</u></p> <p>h. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が<u>384kPa[gage]</u>に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u>を実施する。 原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（<u>A-RHRドライウェル第2スプレイ弁</u>）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。 なお、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水と格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u>は同時に実施する。 <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。</u></p>	<p>島根2号炉は、原子炉注水が可能となる原子炉圧力以下となる前に注水弁を開操作する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。 ・運用の相違 【東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>る。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</u></p> <p><u>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</u></p> <p>f. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ1台を手動起動する。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</u></p> <p><u>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</u></p> <p>g. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u></p> <p><u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量である。</u></p>	<p>i. <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却で使した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱</u></p>	<p>i. <u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</u></p> <p><u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 減圧タイミングの相違</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱</u></p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）に切り替えるとともに、<u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</u></p> <p><u>i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u></p> <p><u>残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）への切替え後は、低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉水位を原子炉水位低（レ</u></p>	<p><u>除去系系統流量である。</u></p> <p><u>j. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱</u></p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転から残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）運転に切り替える。</p> <p><u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</u></p> <p>残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の運転を停止し、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage]まで低下した場合は、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）による格納容器除熱に切り替える。</p>	<p><u>j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。</u></p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転から残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）運転に切り替える。</p> <p>残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）の運転を停止し、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage]まで低下した場合は、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）による原子炉格納容器除熱に切り替える。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。</u> <u>低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 等である。</u></p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。</u></p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、<u>全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) (蓄電池枯渇後RCIC 停止)」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流、冷却材放出 (臨界流・差圧流)、<u>ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、<u>格納容器ベント</u>、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。</u>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。 また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、</p>	<p>以降、炉心冷却及び<u>格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、<u>全ての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流及び<u>三次元効果</u>、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流、冷却材放出 (臨界流・差圧流) 及びECCS注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに<u>格納容器</u>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、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度</u>等の過渡応答を求める。 また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.1-2表に示す。また、主要な解析条件について</p>	<p>以降、炉心冷却及び<u>原子炉格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、<u>すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗」</u>である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流、<u>三次元効果</u>、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流、冷却材放出 (臨界流・差圧流) 及びECCS注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに<u>原子炉格納容器</u>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、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度</u>等の過渡応答を求める。 また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について</p>	<p>除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 解析条件の相違による重要現象の対象の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 <u>全ての</u>非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>タービン蒸気加減弁急速閉信号</u>によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、<u>原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>て、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 <u>全ての</u>非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</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。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 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。 原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う<u>タービン蒸気加減弁急速閉信号</u>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期待しないものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、136.7m³/h（7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>いて、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 <u>すべての</u>非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</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。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは<u>原子炉水位低（レベル3）信号</u>によるものとする。 原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う<u>タービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号</u>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期待しないものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は<u>原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、100%バイパスプラントのため負荷遮断でスクラムしないため、主蒸気止め弁閉スクラムを記載。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(低圧注水モード)は事象発生から24時間後に手動起動し、954m³/h(0.27MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(安全弁機能)にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁(自動減圧機能)(7個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。 (添付資料 2.3.1.1)</p> <p>(d) 低圧代替注水系(可搬型) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大110m³/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。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m³/hにて原子炉へ注水する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型) 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/hにて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 残留熱除去系(低圧注水系) 残留熱除去系(低圧注水系)は、1,605m³/h(0.14MPa[dif]において)(最大1,676m³/h)の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(逃がし弁機能)にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁(自動減圧機能付き)(6個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧原子炉代替注水系(可搬型) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、70m³/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ものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、30m³/hにて原子炉へ注水する。</p> <p>(e) 格納容器代替スプレイ系(可搬型) 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(低圧注水モード)は、1,136m³/h(0.14MPa[dif]において)(最大1,193m³/h)の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</p>	<p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、圧損を保守的に評価した流量を設定。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、崩壊熱相当以上の流量を設定。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、水蒸気凝縮効果が得られる程度の液滴径となるスプレイ流量を設定。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにて原子炉格納容器内にスプレーするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温52℃、海水温度30℃において）とする。</u></p> <p><u>(f) 低圧代替注水系（常設）</u> <u>残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレー冷却モード（ドライウエル側のみ）への切替え後に、約90m³/hにて崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</u></p> <p><u>(g) 格納容器圧力逃がし装置等</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u> <u>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p><u>(h) 代替原子炉補機冷却系</u> <u>伝熱容量は約23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において）とする。</u></p>	<p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、<u>残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）</u>を使用する場合は、<u>1,692m³/hにて格納容器内にスプレーするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約43MW（サブプレッション・プール水温100℃、海水温度32℃において）とする。</u></p>	<p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>を使用する場合は、<u>1,218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレーするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約9MW（サブプレッション・プール水温52℃、海水温度30℃において）とする。</u></p>	<p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を交互に実施する。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p><u>(b) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から<u>24時間後</u>に開始する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了するものとし、原子炉急速減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から8時間1分後に実施する。</u></p> <p>(c) <u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、<u>残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水を開始する前に停止する。</u></u></p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、<u>サプレッション・プール水温度が100℃に到達する事象発生から8時間後</u>に開始する。</p> <p>(c) <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却は、<u>残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。</u></u></p>	<p>に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</p> <p>・運用及び解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から24時間後に開始する。</u></p> <p>(e) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。</u></p>	<p>(d) <u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</u></p>	<p>(d) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。</u></p> <p>(e) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。</u></p>	<p>失った状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を実施する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、準備時間を踏まえて設定。</p> <p>・運用及び解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(f) <u>低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。なお、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</u></p> <p>(g) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。</u></p> <p><u>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件</u></p> <p><u>本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</u></p> <p>a. <u>事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約1.3×10^{12}Bqとなる。</u></p> <p>b. <u>原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{*2}である3.7×10^{13}Bqとし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。</u></p>			<p>に到達した場合に残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を実施する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を交互に実施する。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は (d) にて記載。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、敷地境界での実効線量評価は、格納容器フィルタベント系を実施し、ベント時間が最短である「2.6 L O C A時注水機能喪失」において実施している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る。</p> <p><u>これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約9.9×10^{14}Bq、よう素についてはI-131等価量で約6.5×10^{13}Bqとなる。</u></p> <p>※2 <u>過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏えい率(f値)1mCi/s ($3.7 \times 10^7\text{Bq/s}$)あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が$3.7 \times 10^9\text{Bq/s}$ (100mCi/s)の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は$1.4 \times 10^{12}\text{Bq}$ (37Ci)であり、6号及び7号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は、これに余裕を見込んだ$3.7 \times 10^{13}\text{Bq}$ (1000Ci)を条件としている。(1Ci = $3.7 \times 10^{10}\text{Bq}$)</u></p> <p>出典元</p> <p>・「<u>沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について</u>」 (TLR-032)</p> <p>・「<u>沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について</u>」 (HLR-021)</p> <p>c. <u>燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</u></p> <p>d. <u>燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</u></p> <p>e. <u>原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</u></p> <p>f. <u>サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>g. <u>敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</u></p> $H_I = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_I \cdot \dots \dots \dots (1)$ <p><u>R : 呼吸率 (m³/s)</u> <u>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率 (活動時) 0.31m³/hを秒当りに換算して用いる。</u> <u>H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</u> <u>χ/Q : 相対濃度 (s/m³)</u> <u>Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)</u> <u>(I-131等価量-小児実効線量係数換算)</u></p> $H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \dots \dots (2)$ <p><u>K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数</u> <u>(K=1Sv/Gy)</u> <u>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</u> <u>Q_γ : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)</u> <u>(ガンマ線実効エネルギー0.5MeV 換算値)</u></p> <p>h. <u>大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を1.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を1.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は6.2×10⁻⁶ (s/m³)、相対線量 (D/Q) は1.2×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とする。</u></p> <p>i. <u>サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は10、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000、排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は50 とする。</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) (添付資料 2.3.1.1)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1.7図から第2.3.1.12図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.1.13図から第2.3.1.15図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.3.1.16図から第2.3.1.19図に示す。</p> <p>※3 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計(広帯域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>所内蓄電式直流電源設備は、負荷切離しを行わずに8時間、その後は不要な負荷の切離し及び直流電源切替え(蓄電池Aから蓄電池A-2)を実施し、加えて事象発生から19</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1-4図から第2.3.1-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.1-10図から第2.3.1-12図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1-13図から第2.3.1-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環系ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設直流電源設備は、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて、事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24時間にわた</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1.2-1(1)図から第2.3.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.1.2-1(7)図から第2.3.1.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1.2-1(10)図から第2.3.1.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設蓄電式直流電源設備は、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び直流電源切替え(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。 ・設備設計の相違【柏崎6/7】 再循環ポンプの個数の相違。 ・設備設計の相違【東海第二】 島根2号炉は、不要な

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>時間経過するまで直流電源切替え(蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池)</u>を実施し、更に 16 時間の合計 24 時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p>この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル 2)での自動起動及び原子炉水位高(レベル 8)でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。 (添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.3)</p> <p>事象発生から 24 時間経過した時点で、<u>常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開すること</u>で、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p>	<p>り、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p>事象発生から約 8 時間までは、<u>原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル 3)での起動及び原子炉水位高(レベル 8)での停止を繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。</u> (添付資料 2.3.1.2)</p> <p>事象発生から約 8 時間後に<u>低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能) 7 個を手動開すること</u>で、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、<u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 (添付資料 2.3.1.3)</p> <p>事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>を起動</p>	<p>を実施することにより、24 時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p><u>事象発生 8 時間までの間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル 2)での自動起動及び原子炉水位高(レベル 8)でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。</u> (添付資料 2.3.1.1, 2.3.1.2)</p> <p>事象発生から 8 時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き) 6 個</u>を手動開すること、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により<u>残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u></p>	<p>負荷の切り離し及び直流電源切り替えにより 24 時間にわたる直流電源の供給を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違【柏崎 6/7】 設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。 解析条件の相違【東海第二】 解析における水位制御の相違。 設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。 解析条件の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、手順上の弁数を設定。 運用及び解析条件の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約16時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置(約14m)及びベントライン(約17m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</u></p> <p><u>この点と、蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。</u></p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、<u>ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。</u></p> <p>b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.1.13 図</u>に示すとおり、<u>初期値をわずかに上回る約311℃となるが、1,200℃以下となる。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる</p>	<p><u>し、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却</u>を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から<u>約24時間経過した時点で実施する。</u></p> <p>b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.1-10 図</u>に示すとおり、<u>初期値(約309℃)を上回ることはなく、1,200℃以下となる。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前</p>	<p><u>を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合に、残留熱除去系(低圧注水モード)に切り替え、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却</u>を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は<u>残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から<u>24時間30分経過した時点で実施する。</u></p> <p>b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.3.1.2-1(7) 図</u>に示すとおり、<u>初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる</p>	<p>違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器除熱の機能を喪失した状態であることから、原子炉注水の切替えよりも原子炉格納容器除熱機能の復旧を優先し、格納容器除熱開始後L3に到達した場合に残留熱除去系(低圧注水モード)に切替え、原子炉注水を実施する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。 原子炉圧力は、<u>第2.3.1.7 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.82MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行うことにより、<u>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約144℃</u>に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.3.1.4)</u></p> <p>第2.3.1.8 図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p>	<p>前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。 原子炉圧力は、<u>第2.3.1-4 図</u>に示すとおり、<u>逃がし安全弁（安全弁機能）</u>の作動により、<u>約8.16MPa [gage]</u>以下に抑えられる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約8.46MPa [gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による格納容器除熱を行うことにより、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.28MPa [gage]及び約141℃</u>に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第2.3.1-5 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>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。</p>	<p>前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。 原子炉圧力は、<u>第2.3.1.2-1(1) 図</u>に示すとおり、<u>逃がし安全弁（逃がし弁機能）</u>の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.89 MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却と<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>を行うことにより、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約384kPa[gage]及び約151℃</u>に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.3.1.3)</u></p> <p>第2.3.1.2-1(2) 図に示すとおり、<u>原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>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。</p>	<p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 $9.9 \times 10^{-3} \text{mSv}$ であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</u></p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p>	<p>その後は、約24 時間後に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.4)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>その後は、24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.4)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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><u>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</u>では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）及び代替原子炉補機冷却系運転操作</u>とする。</p>	<p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>全交流動力電源喪失（長期TB）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>直流電源の負荷切離操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）の準備操作含む。）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作</u>とする。</p>	<p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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><u>全交流動力電源喪失（長期TB）</u>では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、<u>直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作</u>とする。</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達</u>の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>格納容器</u>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<u>気液界面の熱伝達</u>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<u>格納容器雰囲気温度</u>を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>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<u>雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに<u>気液界面の熱伝達</u>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<u>格納容器温度</u>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<u>原子炉格納容器</u>内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>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<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.6)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約<u>311℃となること</u>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>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 <u>311℃となること</u>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>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、<u>気液界面の熱伝達の不確かさ</u>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</p>	<p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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<u>気液界面の熱伝達の不確かさ</u>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</p>	<p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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並びに<u>気液界面の熱伝達の不確かさ</u>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℃</p>	<p>除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.6)</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、<u>第2.3.1.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/m²に対して最確条件は<u>約42kW/m²以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくな</p>	<p>数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.1-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/m²に対して最確条件は<u>約33kW/m²～約41kW/m²</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</u>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</p>	<p>程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.3.1.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/m²に対して最確条件は<u>約40.6kW/m²以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>30GWd/t</u>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くな</p>	<p>備考</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>り、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>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</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>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。<u>冠水後の操作</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.6)</p>	<p>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<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）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、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び<u>低圧代替注水系（可搬型）</u>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。<u>冠水後の操作</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>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<u>温度</u>の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）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、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>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。<u>水位回復後の操作</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>を記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・整理方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を交互に実施する。 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）及び低圧</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値の約309℃以下となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、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により抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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>機器条件の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）及び低圧代替</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）及び低圧</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 解析結果の相違【柏崎6/7】 実績値の相違【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 整理方針の相違【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 解析条件の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>代替注水系(常設)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.3.1.6)</p> <p>b. 操作条件 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<u>所内蓄電式直流電源設備切替え操作(A→A-2)</u>は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、<u>負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p><u>注水系(可搬型)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.3.1.5)</p> <p>b. 操作条件 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<u>直流電源の負荷切離操作(現場)</u>は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は<u>不要な負荷の切離操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要なく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p><u>原子炉代替注水系(可搬型)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.3.1.5)</p> <p>b. 操作条件 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<u>直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))</u>は、解析上の操作開始時間として事象発生8時間後から8.5時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は<u>停電切替え操作であるが、原子炉水位等の重要パラメータは事前に実施する監視計器用直流電源切替え操作により停電しないSA用115V系蓄電池電源にて監視可能であり、停電は問題とならない。</u></p>	<p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を交互に実施する。 ・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。 ・設備設計及び運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早まる可能性があるが、同一の運転員による並列操作はなく、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.279MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約13時間後であり、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。</p> <p>また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさに</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備操作は、事象発生から2時間30分後までに実施できることから解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温を確認し、逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。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が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点では他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約19時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。</p> <p>また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作</p>	<p>を用いて注水を実施することから、停電切替え操作による原子炉水位への影響はない。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 格納容器スプレイ実施基準圧力の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約16時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。</u></p> <p><u>また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、原子炉格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）は、解析上の操作開始時間として事象発生から19時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p>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要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2. 3. 1. 5)</p>	<p>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要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 3. 1. 5)</p>	<p>・ 解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・ 記載箇所の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設直流電源切替え操作の不確かさにおいて記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作 (A→A-2) は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、低压代替注水系(可搬型)による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作は、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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p> <p><u>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響とし</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離操作(現場)は、運転員等操作時間に与える影響として、本操作は不要な負荷の切離操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要なく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であることから、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、原子炉隔離時冷却系から低压原子炉代替注水系(可搬型)への注水手段切替えが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))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同等であり、直流電源は枯渇することはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、原子炉隔離時冷却系から低压原子炉代替注水系(可搬型)への注水手段切替えが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切替えにより 24 時間にわたる直流電源の供給を確保する。 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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。</u></p> <p><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作(A-2→AM)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.6)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作(A→A-2)については、原子炉水位高(レベル8)到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高(レベル8)から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離操作(現場)については、事象発生から8時間後に実施するものとしており、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離の対象となる負荷について9時間給電を継続する条件としているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p><u>操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))については、事象発生8時間後から操作時間30分で実施するものとしている。蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離の対象となる負荷について8.5時間給電を継続する条件としているが、事象発生8.5時間後までに直流電源の負荷切離し操作を開始すれば、給電が必要な</u></p>	<p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・記載箇所の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、常設直流電源切替え操作の不確かさにおいて記載。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の停止後は、低圧原子炉代替注水系(可搬型)にて注水することから有意な水位低</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後で</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、<u>低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生約8時間後に準備が完了するものとしているが、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 3. 1. 5)</p>	<p>負荷に対して事象発生9時間後まで給電が可能であることから、<u>直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作については時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、<u>原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは8時間の時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2. 3. 1. 5)</p>	<p>下はない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより 24 時間にわたる直流電源の供給を確保する。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、蓄電池容量の関係から、操作が遅れた場合でも必要な負荷に対して給電可能であることを記載。 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8時間後より逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施。 ・解析結果の相違 【東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>あり、約20時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p><u>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作 (A-2→AM) については、原子炉水位高 (レベル8) 到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高 (レベル8) から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.3.1.6)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)</u>」において、<u>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</u>、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</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>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は</u>、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員 (初動) の39名で対処可能である。</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>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失 (長期TB)</u>」において、<u>重大事故等対策時における必要な要員は</u>、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。</p>	<p>・記載箇所の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設直流電源切替え操作の不確かさにおいて記載。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)</u>」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、<u>号炉あたり約1,600m³の水が必要となる。</u></p> <p><u>6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約3,200m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水</u></p>	<p>また、<u>事象発生2時間以降に必要な参集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水及び<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、<u>合計約2,130m³の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、<u>西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有して</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>による原子炉注水及び<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、<u>合計約1,100m³の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、<u>輪谷貯水槽(西1/西2)に約7,000m³の水</u></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を確認している。なお、これら要員31名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の水源にS/C水源を使用。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・水量評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・水量評価結果の相違</p>

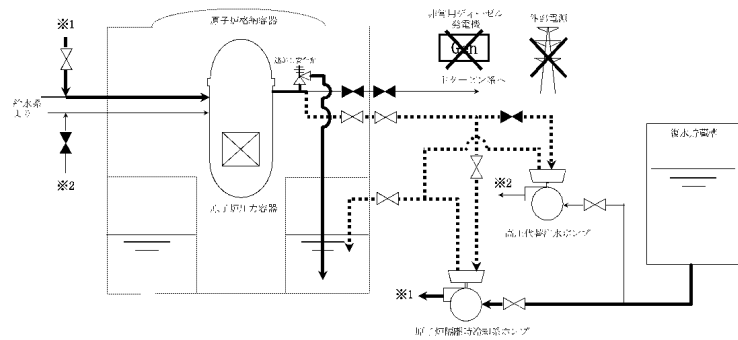
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>貯水池に約 <u>18,000m³</u> の水を保有している。これにより、<u>6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p><u>また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.7)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、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<u>6号及び7号炉において合計約504kL</u>の軽油が必要となる。<u>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</u>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<u>号炉あたり約15kL</u>の軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車</u>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<u>号炉あたり約37kL</u>の軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系の大容量送水車(熱交換器ユニット用)</u>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<u>号炉あたり約11kL</u>の軽油が必要となる。<u>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</u>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<u>合計約13kL</u>の軽油が必要</p>	<p>いる。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.6)</p> <p>b. 燃料</p> <p>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<u>約352.8kL</u>の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンク</u>にて<u>約800kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)による電源供給について、7日間の継続が可能である。<u>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)</u>による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ(2台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>約12.0kL</u>の軽油が必要となる。</p> <p><u>可搬型設備用軽油タンク</u>にて<u>約210kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)</u>による原子炉注水及び格納容器スプレイについて、7日間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<u>約</u></p>	<p>を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。<u>輪谷貯水槽(西1/西2)は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽(西1/西2)を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.6)</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<u>最大負荷</u>での運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>約352m³</u>の軽油が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンク</u>にて<u>約450m³</u>の軽油を保有しており、こ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について、7日間の運転継続が可能である。</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイ</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車</u>の運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>約11m³</u>の軽油が必要となる。<u>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク</u>等にて<u>約730m³</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから<u>低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイ</u>について、7日間の運転継続が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機</u>による電源供給については、保守的に事象発生直後から<u>最大負荷</u>での運転を想定すると、7</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の水源にS/C水源を使用。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p> <p>・燃料評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>となる(6号及び7号炉合計約643kL)。 <u>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u> (添付資料2.3.1.8)</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、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>6号炉で約1,284kW、7号炉で約1,294kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>1台あたり2,950kW</u>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、<u>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</u>についても、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、<u>不要な直流負荷の切離し、蓄電池の切替え等</u>を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。 (添付資料2.3.1.2, 2.3.1.9)</p>	<p><u>70.0kL</u>の軽油が必要となる。 <u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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。 (添付資料2.3.1.7)</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、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約4,510kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)は連続定格容量が<u>約5,520kW</u>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、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、<u>不要な直流負荷の切離し</u>を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。 (添付資料2.3.1.8)</p>	<p>日間の運転継続に<u>約8m³</u>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所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。</u> (添付資料2.3.1.7)</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、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約4,268kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>4,800kW</u>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、<u>緊急用対策所用発電機</u>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>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、<u>不要な直流負荷の切離し、蓄電池の切替え</u>を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。 (添付資料2.3.1.1, 2.3.1.8)</p>	<p>に期待している。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・電源設備容量の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、直流電源の不要な負荷の切離し及び切り替えにより、24時間にわたる直流電源の</p>

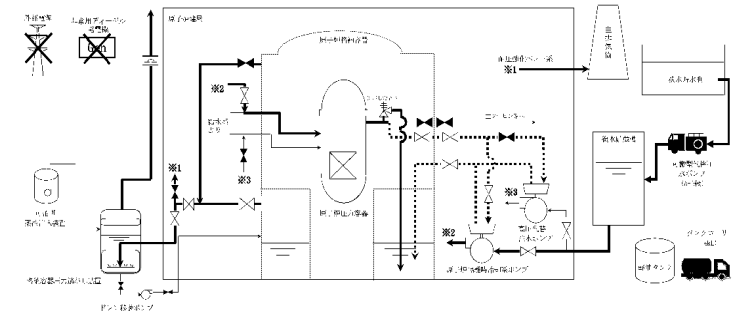
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>原子炉隔離時冷却系等</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系(低压注水モード)及び低压代替注水系(常設)</u>による原子炉注水手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)</u>」の重要事故シーケンス「<u>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)</u>」について有</p>	<p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低压代替注水系(可搬型)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u>による格納容器冷却手段、<u>残留熱除去系(低压注水系)</u>による原子炉注水手段、<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>及び<u>残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)</u>」について有効性評価を行</p>	<p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低压原子炉代替注水系(可搬型)及び逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>残留熱除去系(低压注水モード)</u>による原子炉注水手段、<u>残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高压炉心冷却(HPCS)失敗</u>」について有効性</p>	<p>供給を確保する。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より低压原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁</u>による原子炉減圧、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p><u>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界で</u></p>	<p>った。</p> <p>上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、<u>低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉減圧、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u>による格納容器冷却並びに<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p>	<p>評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、<u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉減圧、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却並びに<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生 8 時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。 ・解析結果の相違

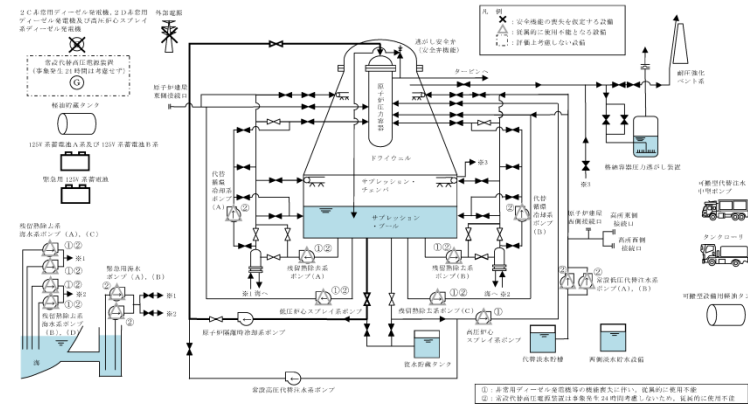
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>の実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</u></p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)</u>」に対して有効である。</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、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」に対して有効である。</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、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、<u>残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「<u>全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」に対して有効である。</p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。</p>



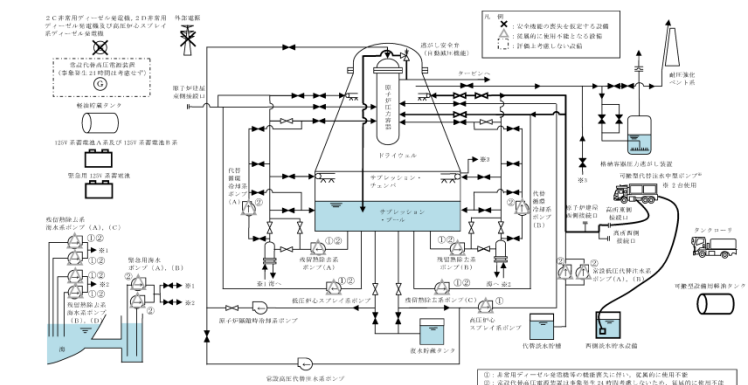
第2.3.1.1 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4) (原子炉注水)



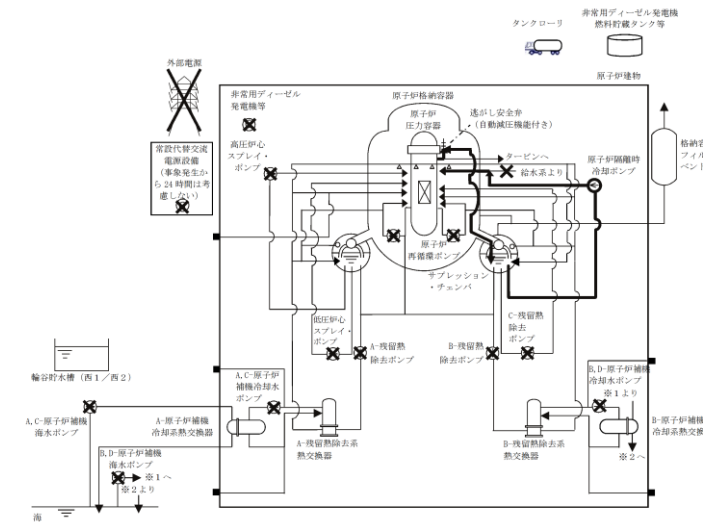
第2.3.1.2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



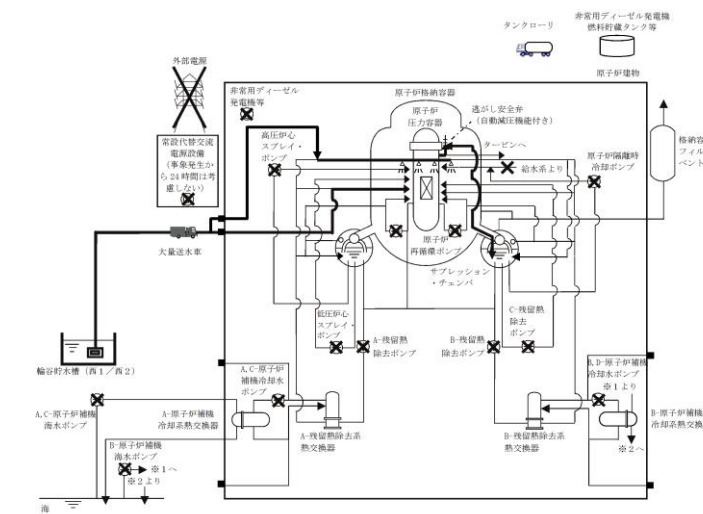
第2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期TB）時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期TB）時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階)



第2.3.1.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



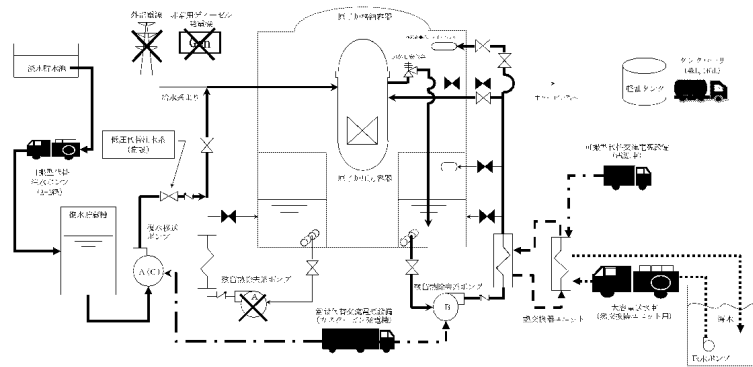
第2.3.1.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

備考
・設備設計の相違
【柏崎6/7，東海第二】

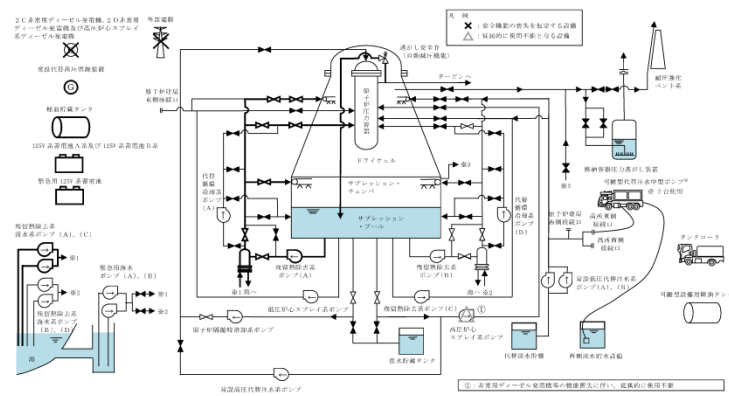
・運用の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は、格納容器スプレィ実施基準到達により格納容器スプレィを実施する。
・解析結果の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

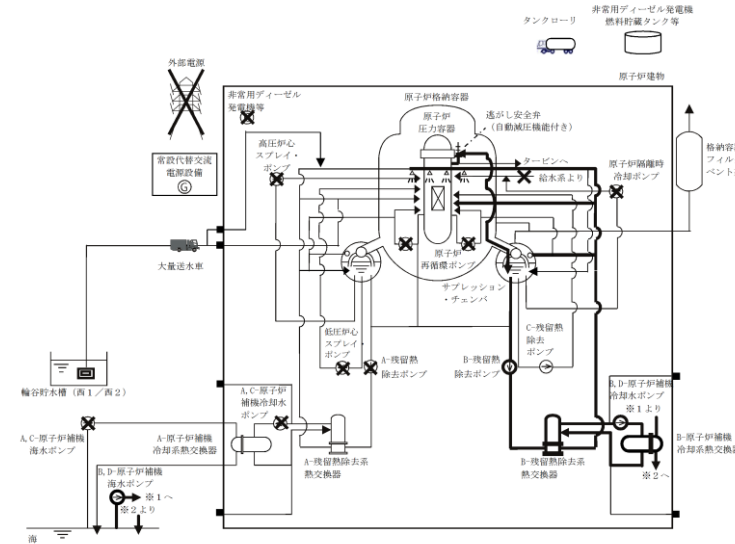
・設備設計及び運用の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。



第2.3.1.3 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉急速減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

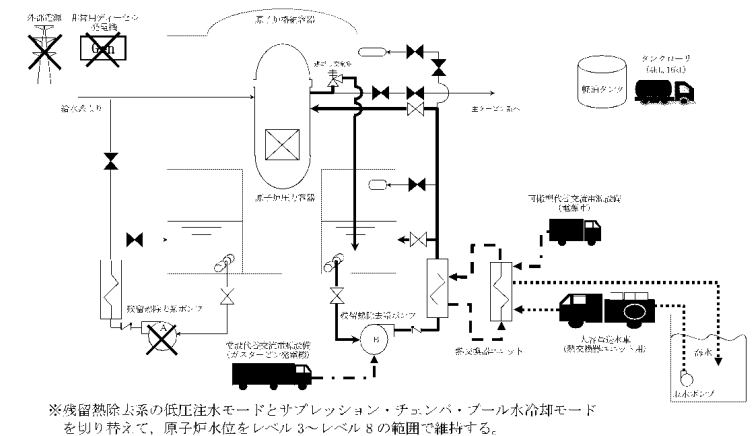


第2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失(長期TB)時の重大事故等対策の概略系統図(3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

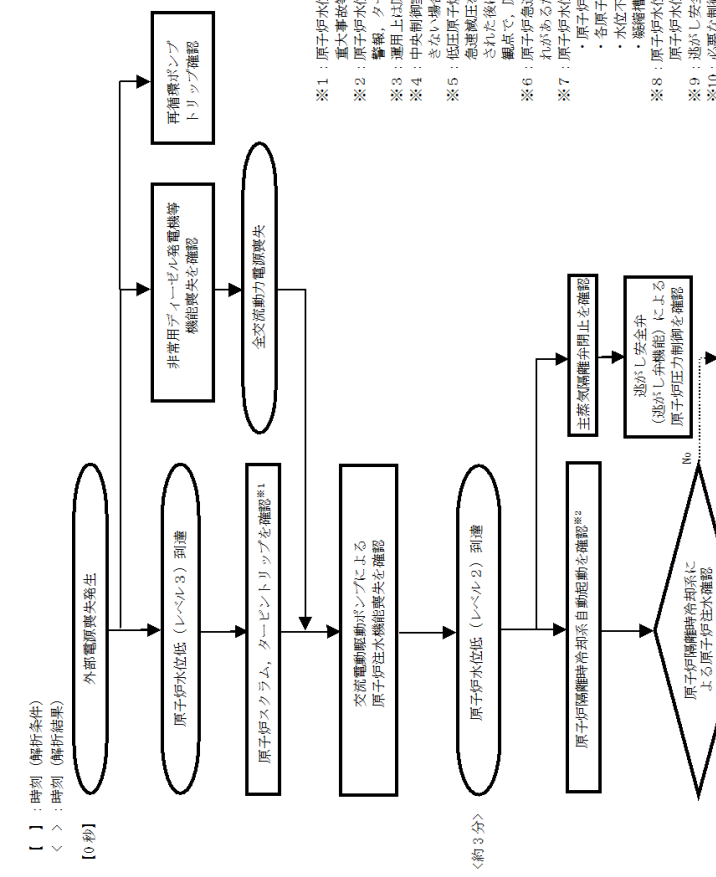
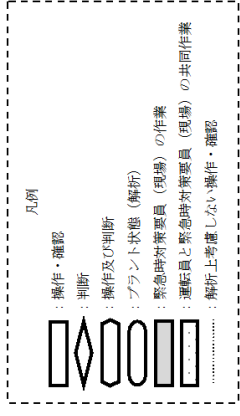


第2.3.1.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失(長期TB)」の重大事故等対策の概略系統図(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

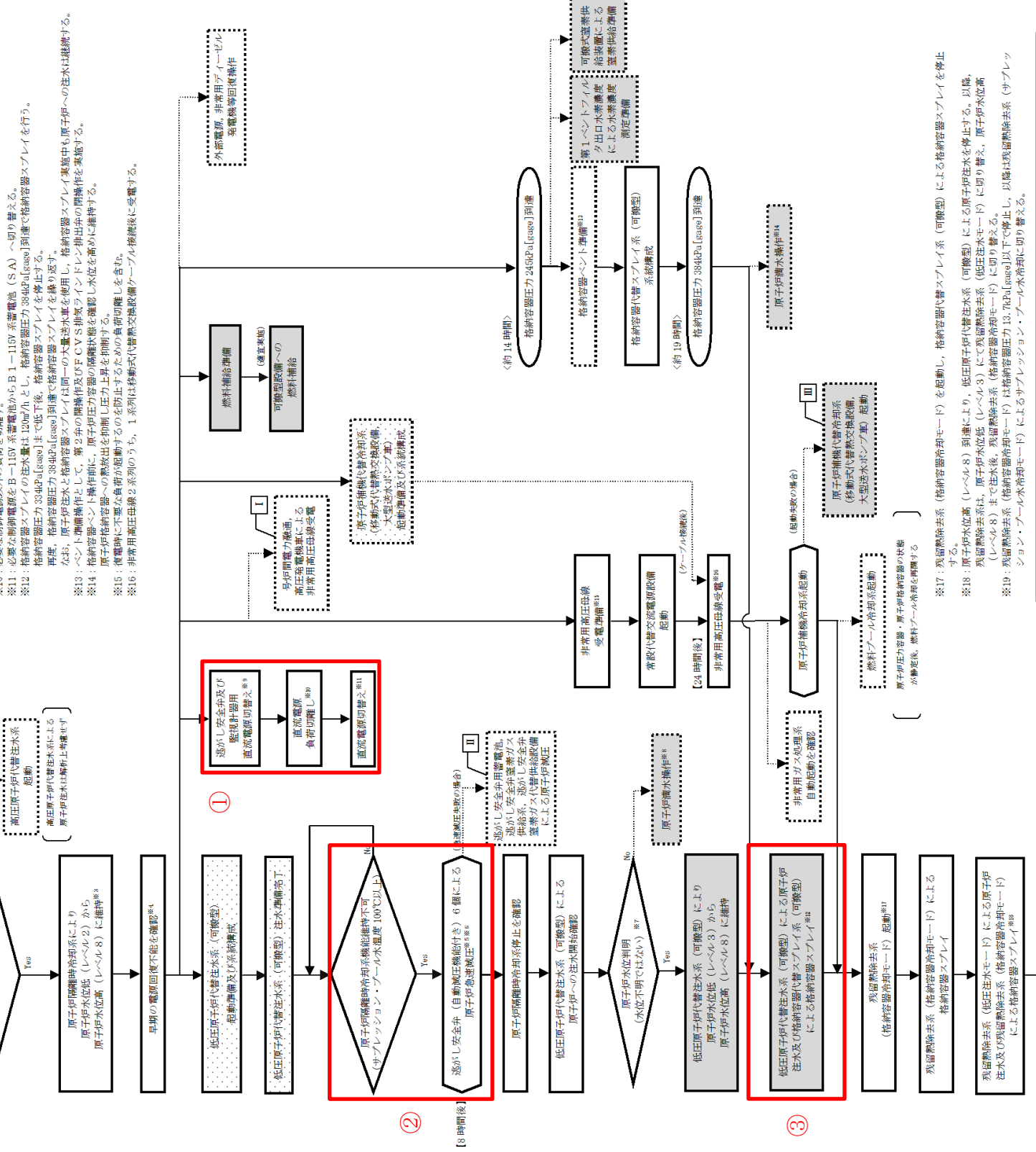
・解析条件の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は、交流電源の復旧により使用可能となる原子炉補機冷却系に期待している。
島根2号炉は、残留熱除去系により原子炉注水と原子炉格納容器除熱を実施する。



第2.3.1.4 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策の概略系統図(4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



- ※1: 原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことによる平均出力削減計画により確認する。重大事故発生時の通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速に確認する。
- ※2: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解除上) の時間約3分) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タビヒン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3: 運転員は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※4: 中央制御室からの連絡操作により外部電源受変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高圧母線の電源回復ができないうち、早期の電源回復不能を判断する。
- ※5: 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水準備が完了後、サブプレッジョン・プール水温が100℃に到達した時点で原子炉緊急減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、解除上は低圧原子炉代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※6: 原子炉急速減圧時には原子炉水位計監視室内の原子炉常時材の減圧補填により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明は以下により確認する。
- ※7: 原子炉水位不明は以下により確認する。
 - ・原子炉水位の電圧が喪失した場合
 - ・原子炉水位の指示値にばらつきがある。原子炉水位が燃料棒有効長範囲 (HRT) 以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明時直線曲線の「水位不明範囲」に入った場合
 - ・熱源槽直線曲線と燃料棒有効長範囲と一致し、有意な差が認められない場合
- ※8: 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力がほぼ一致し、有意な差が認められない場合、原子炉圧力とサブプレッジョン・プールの圧力の差圧を確認することで、逃がし安全弁が燃料棒有効長範囲 (RAF) 以上であることを確認する。
- ※9: 逃がし安全弁用直流水系 (可搬型) 及び駆動計器用直流水系 (可搬型) を B-115V 系蓄電池から S.A.用 115V 系蓄電池へ切り替える。
- ※10: 必要に応じて原子炉注水 (可搬型) を B-115V 系蓄電池から B-115V 系蓄電池 (S.A.) へ切り替える。
- ※11: 格納容器スプレイの注水量は 120t/分とし、格納容器スプレイを停止する。
- ※12: 格納容器スプレイの注水量は 120t/分とし、格納容器スプレイを停止する。格納容器圧力 384kPa (case) 到達後格納容器スプレイを繰り返す。また、格納容器圧力 384kPa (case) 到達後、格納容器スプレイを繰り返す。
- ※13: 原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。また、格納容器ベント操作時に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高め水位を抑制する。
- ※14: 格納容器ベント操作時に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高め水位を抑制する。
- ※15: 復電時に不要な急降を抑制するための負荷切離しを含む。
- ※16: 非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替蓄電池交換設備ケーブル接続後に受電する。



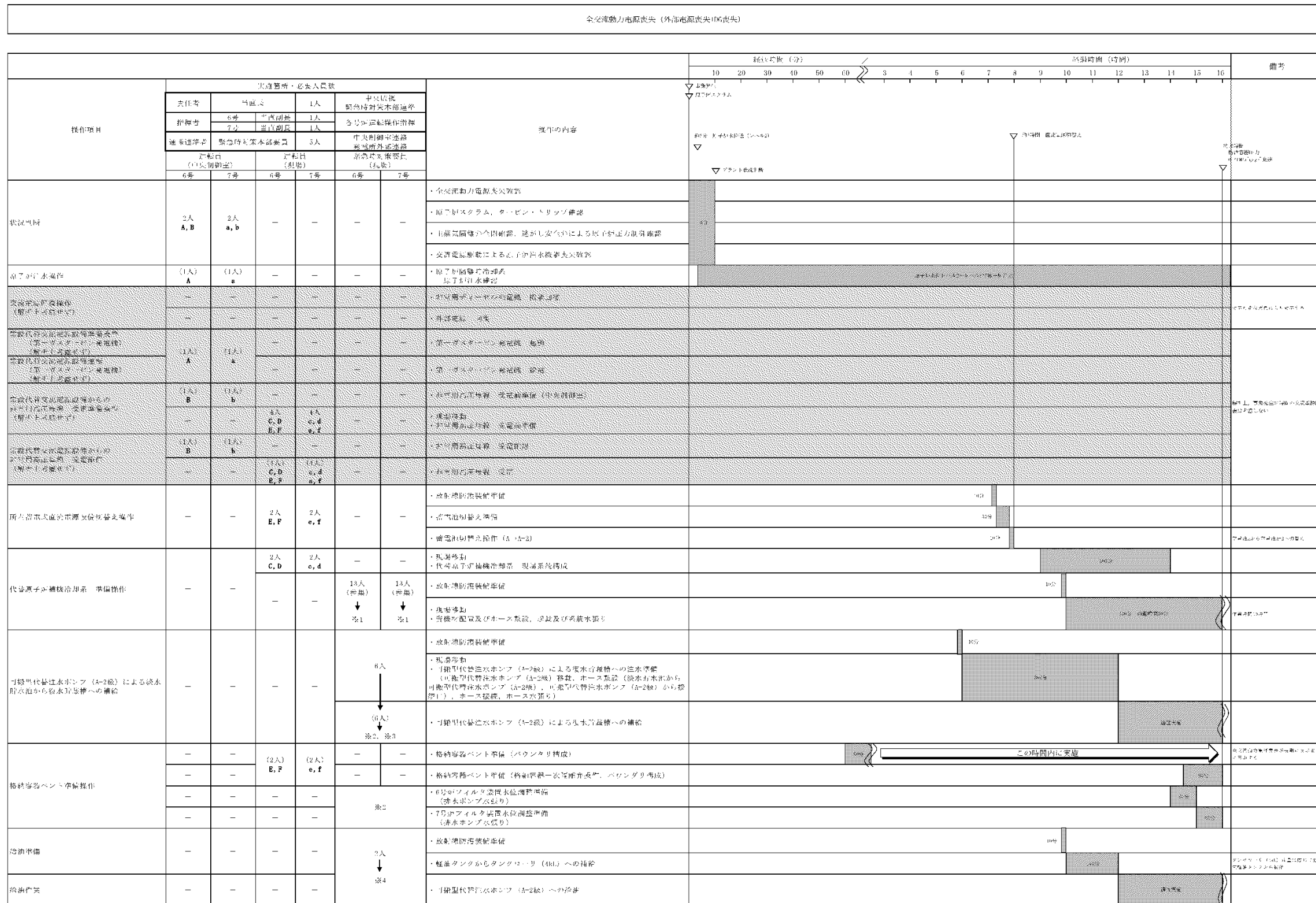
- ※17: 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) を起動し、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。
 - ※18: 原子炉水位高 (レベル8) 到達により、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。以降、残留熱除去系 (レベル3) による注水 (レベル3) にて残留熱除去系 (低圧注水モード) に切り替える。原子炉水位高 (レベル8) まで注水後、残留熱除去系 (格納容器冷却モード) に切り替える。
 - ※19: 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) は格納容器圧力 13.7kPa (case) 以下で停止し、以降は残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水冷却に切り替える。
- 【有効性評価の前提としていないが、他に取れる手段】
- I: 格納容器交流電源設備が使用できない場合は、冷却用電力機又は高圧蓄電池により電源を供給する。(電源容量により使用できる設備に限られる。)
 - II: 逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用直流水系 (可搬型) を用いて注水を実施する。また、逃がし安全弁の作動に必要な蓄電池が喪失している場合は、逃がし安全弁用直流水系 (可搬型) を用いて注水を実施する。
 - III: 原子炉隔離時冷却系 (移動式代替蓄電池) による蓄電池交換設備による蓄電池交換を行う。

第2.3.1.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (長期 T.B.) の対応手順の概要」

備考

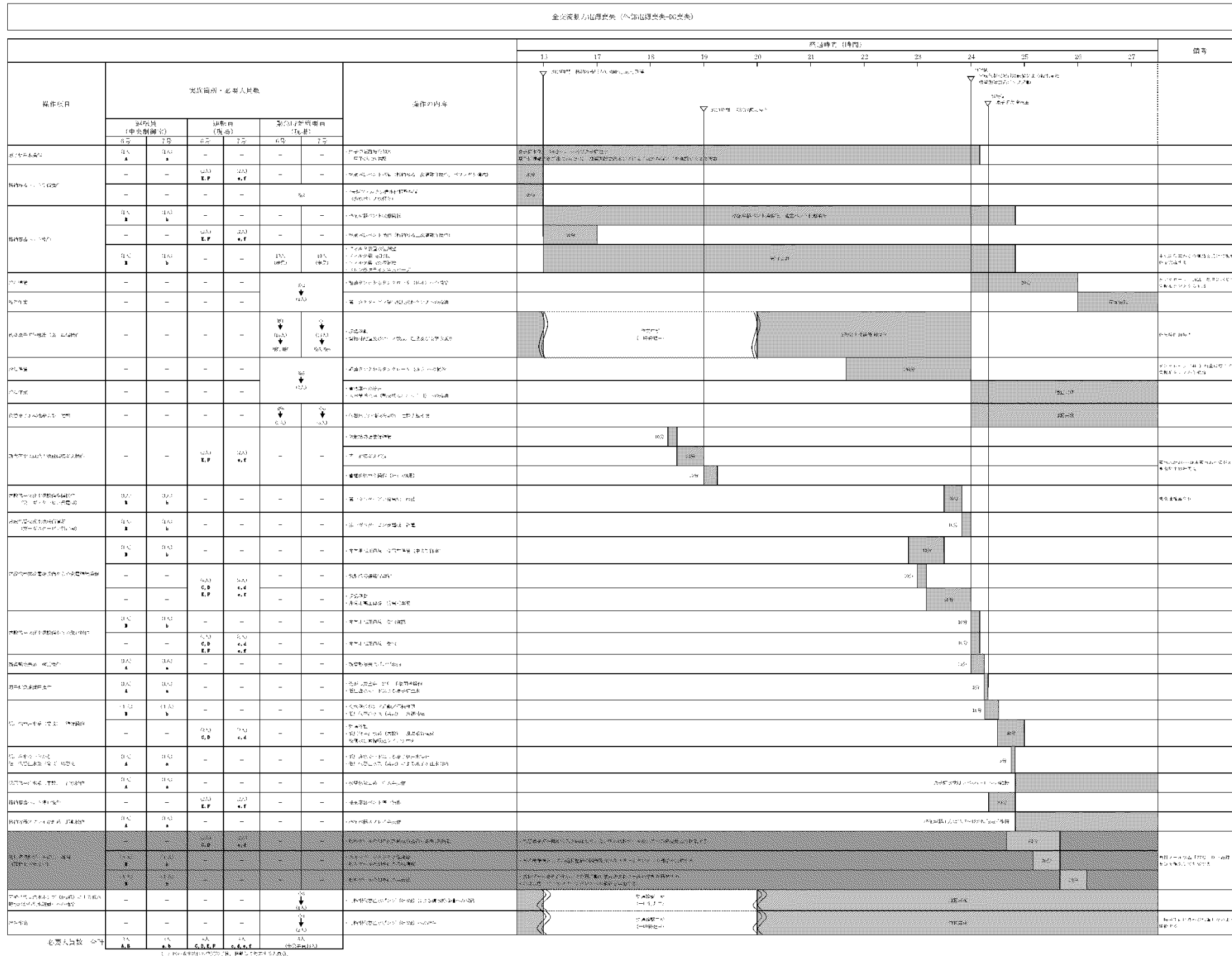
- ・設備設計の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、直流電源切り替えにより24時間にわたる直流電源の供給を確保する。
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ①島根2号炉は、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流水系切替操作を実施する。
- ・設備設計及び運用の相違
- 【柏崎6/7】
- ②島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より低圧原子炉代替注水系 (可搬型) を用いて注水を実施。
- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ③島根2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。
- ・解析結果の相違
- 【柏崎6/7】
- ④島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



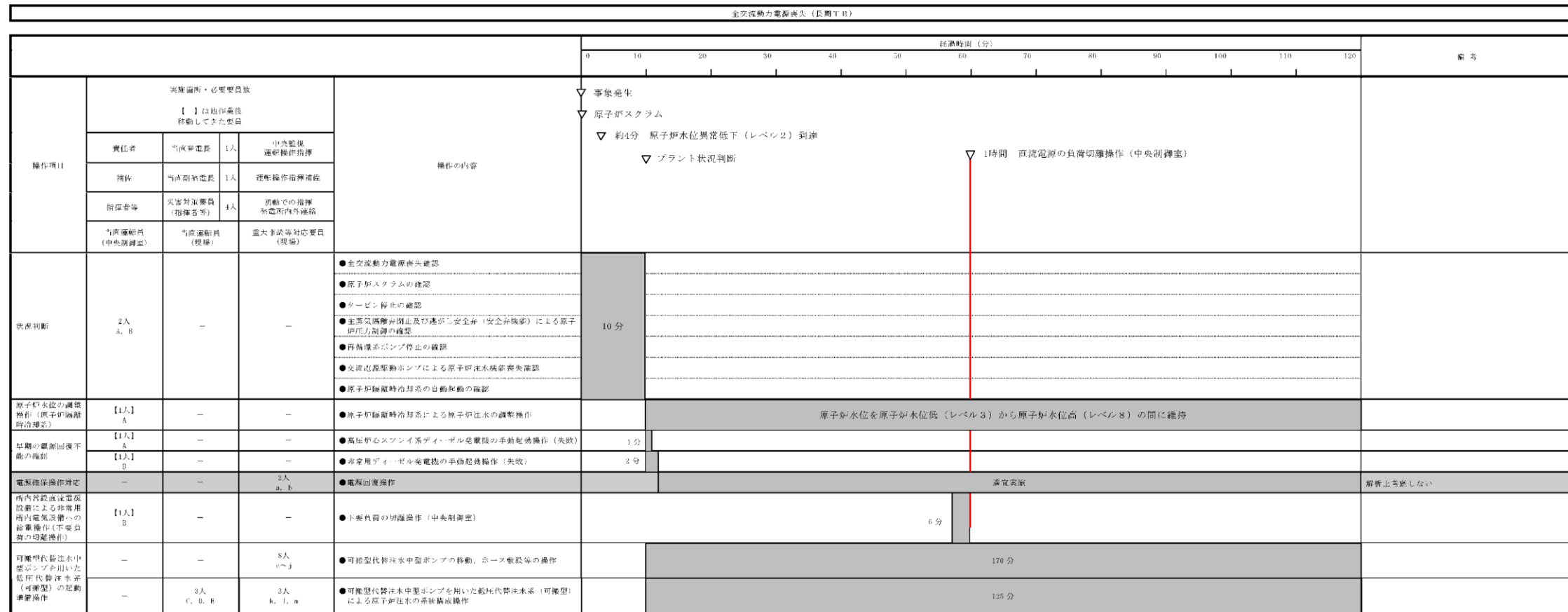
第2.3.1.6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間（1/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.3.1.6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間 (2/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間(1/2)

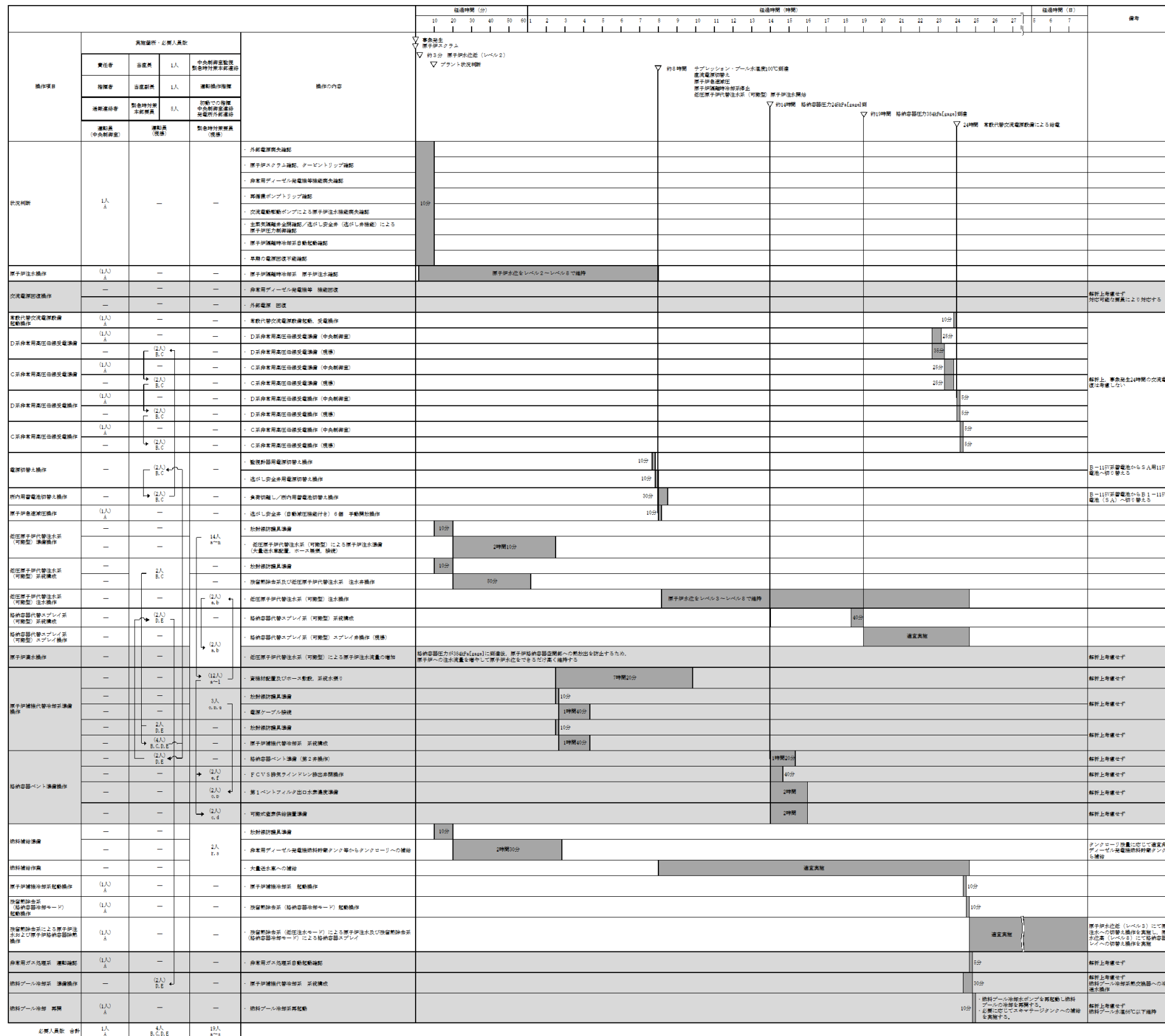
差異理由は、島根2号炉「第2.3.1.1-3図「全交流動力電源喪失(長期TB)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				全交流動力電源喪失(長期TB)																	
機組項目	実施箇所・必要要員数			作業の内容	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)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40							
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)	【1人】A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作																	※1 シェラウド内水位に基づく時間
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、ホース接続等の操作	170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	-	-	【2人】c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	125分																
タンクローリによる燃料給料操作	-	-	3人 C, D, E	●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)による原子炉注水の系統構成操作	90分																タンクローリ位置に応じて適宜タンクローリからの給料
タンクローリによる燃料給料操作	-	-	2人(参加)	●可搬型代替注水中型ポンプへの給料操作	適宜実施																
遮断し安全弁(自動減圧機構)による原子炉減圧操作	【1人】B	-	-	●遮断し安全弁(自動減圧機構)7箇の自動開放操作	1分																
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))	-	【2人】C, D	2人(参加) ※	●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)による原子炉注水の調整操作	系統構成後、適宜流量調整																
炉内冷却系(高圧)の起動準備による非常用炉内冷却系設備への給電操作(不要負荷の切離操作)	-	【1人】E	【1人】k	●不要負荷の切離操作(現場)	50分																
高圧代替交流電源設備による非常用炉内冷却系設備への給電準備操作	【1人】B	-	-	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)	35分																解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
高圧代替交流電源設備による非常用炉内冷却系設備への給電準備操作	-	【1人】E	【1人】k	●非常用母線の受電準備操作(現場)	75分																
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	-	【1人】E	【3人】k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	175分																
高圧代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】B	-	-	●高圧代替交流電源設備2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分																解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
高圧代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】B	-	-	●高圧代替交流電源設備3台の追加起動操作	8分																解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
高圧代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	-	-	-	●非常用母線の受電操作	5分																
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却の調整操作	【1人】B	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作 ●残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による原子炉注水及び残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)による格納容器冷却又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却の交互運転操作	4分																原子炉水位高(レベル8)にて格納容器スプレッド又はサブプレッション・プール冷却への切替操作を実施し、原子炉水位低(レベル3)にて原子炉注水への切替操作を実施
格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	-	【1人】C	【1人】(参加)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施																解析上考慮しない スワッピングによる水位低下がある場合は代替格納容器スプレッド冷却系の起動までに実施する
格納容器スプレッド冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	【1人】A	-	-	●緊急用注水系による格納容器の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	20分																解析上考慮しない 約20時間後までに実施する
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m (参加要員6人)																		

第2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失(長期TB)の作業と所要時間(2/2)

島根原子力発電所 2号炉

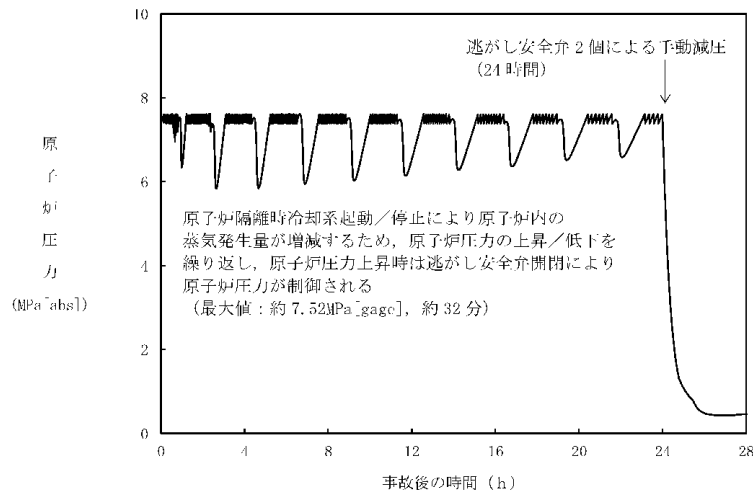
全交流動力電源喪失（長期TB）



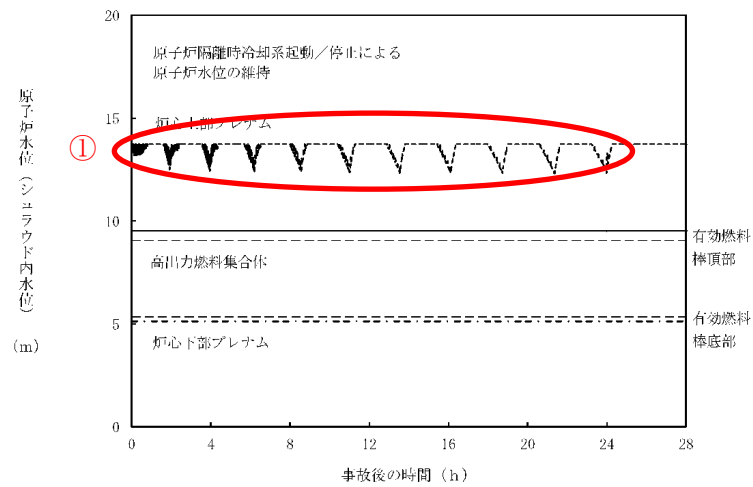
第 2.3.1.1-3 図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の作業と所要時間

備考

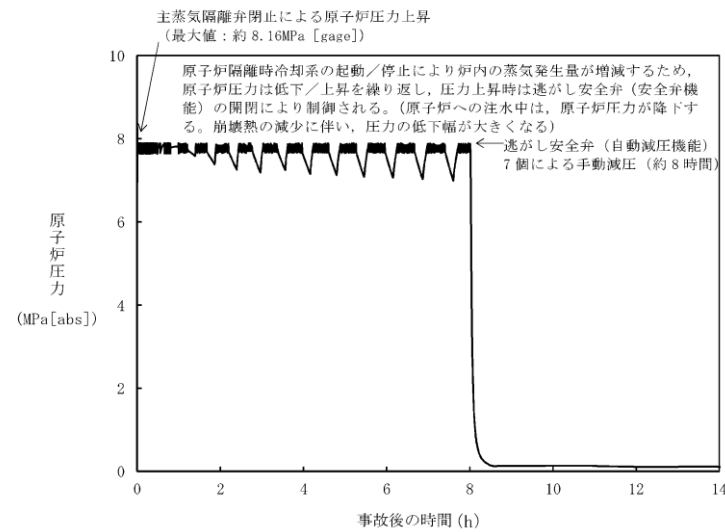
- ・解析結果の相違に基づく差異。
- ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
- ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）。
- ・体制の相違
【柏崎6/7，東海第二】
島根2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。



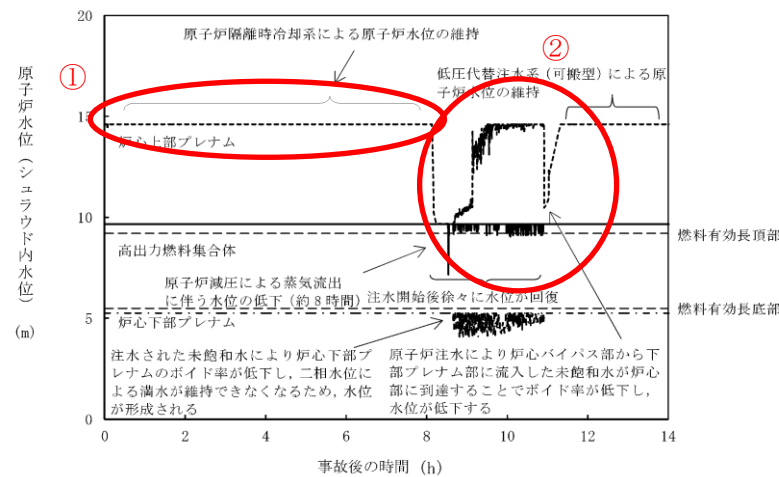
第 2.3.1.7 図 原子炉圧力の推移



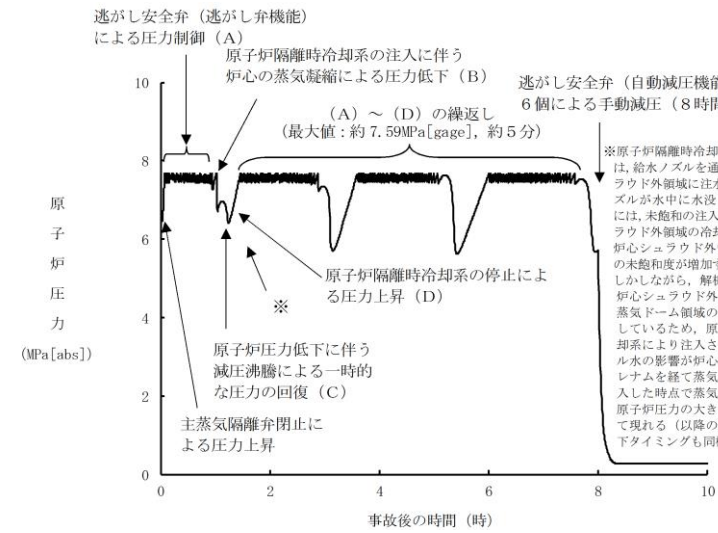
第 2.3.1.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



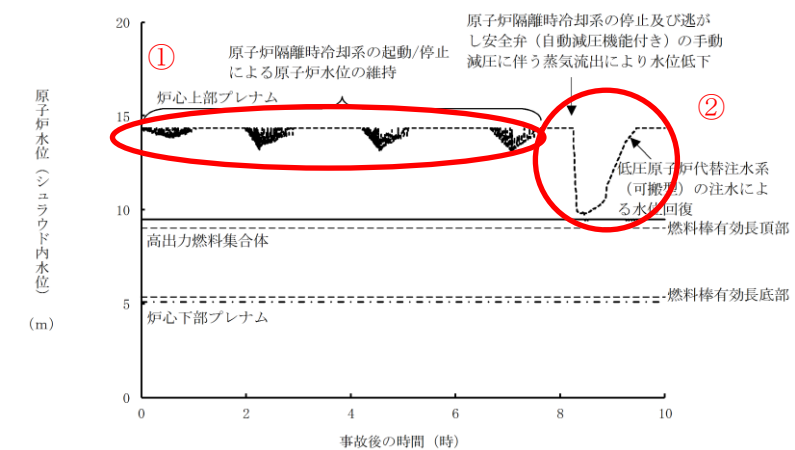
第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.3.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



第 2.3.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

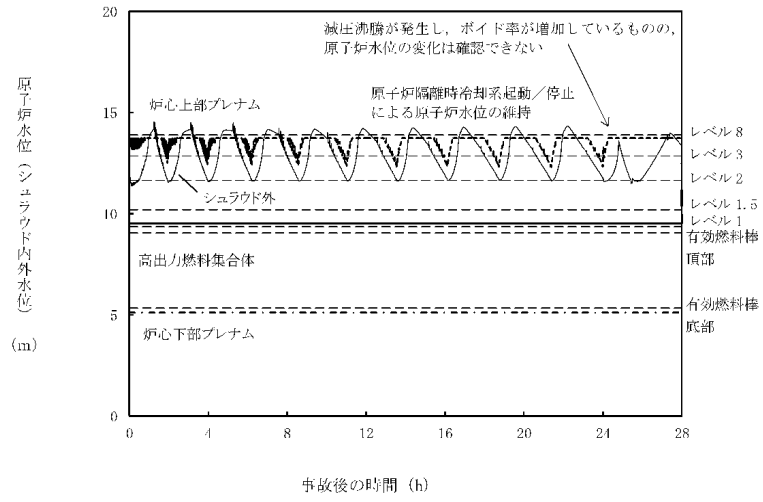


第 2.3.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

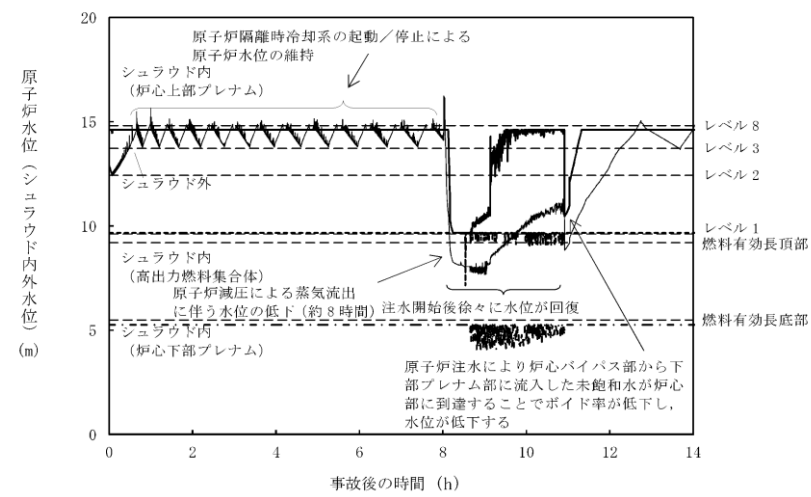
・解析結果の相違
【東海第二】
①原子炉隔離時冷却系による注水開始以降の原子炉水位維持範囲の違いにより柏崎 6/7 及び島根 2号炉は炉心上部プレナム水位が一時的に満水位置を下回る結果となっている。

【東海第二】
②原子炉減圧の弁数及び原子炉注水特性の相違に起因する原子炉水位の低下、回復速度の相違。

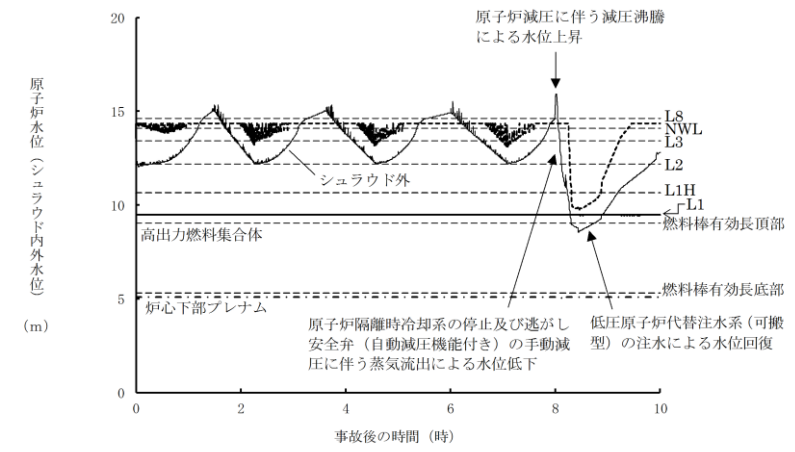
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



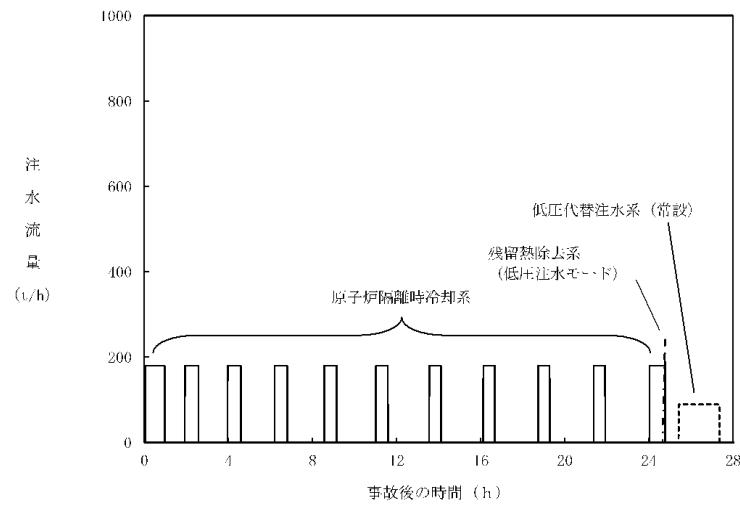
第 2.3.1.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



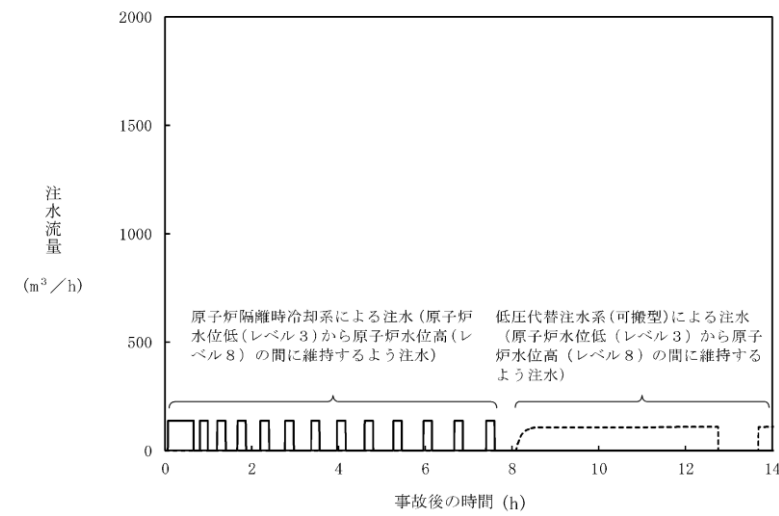
第 2.3.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



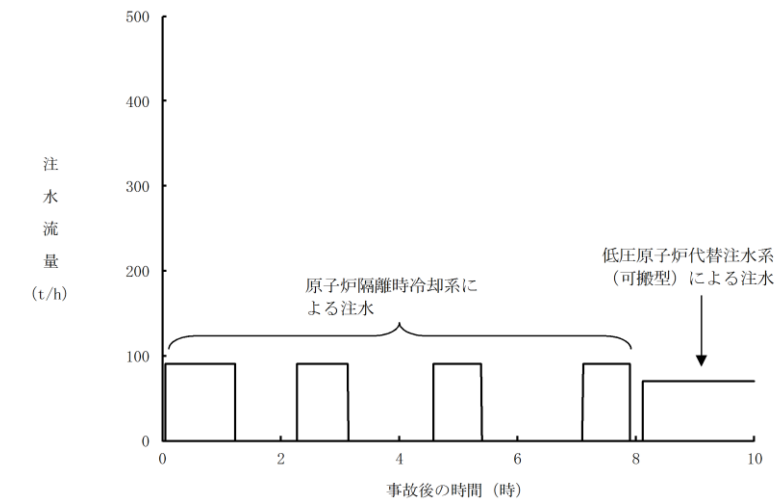
第 2.3.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



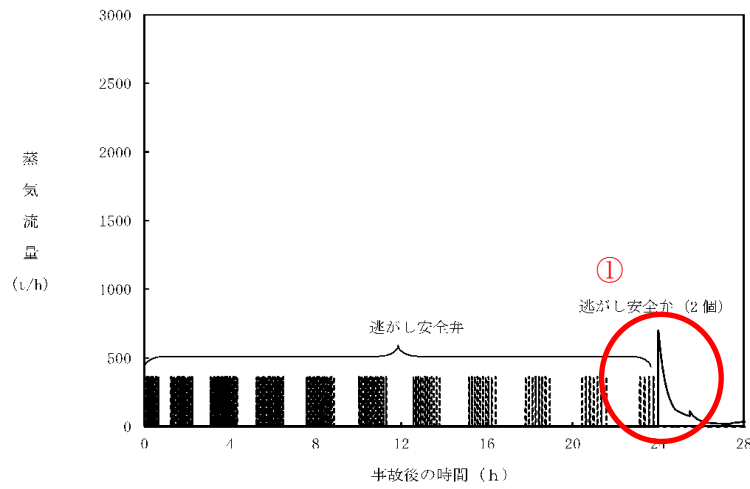
第 2.3.1.10 図 注水流量の推移



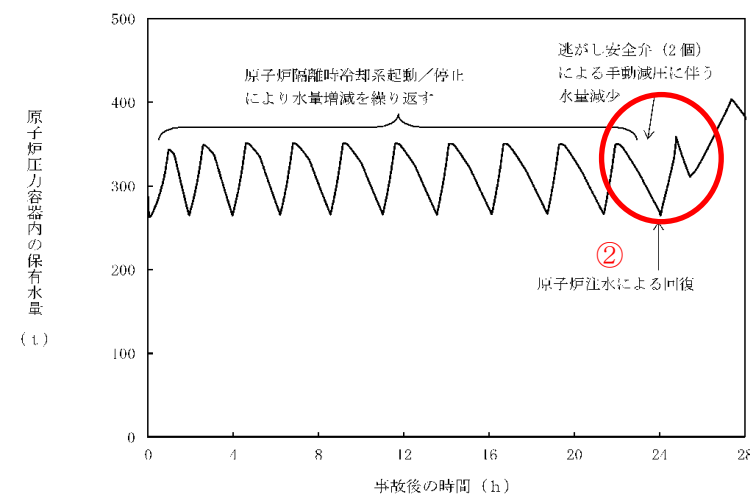
第 2.3.1-7 図 注水流量の推移



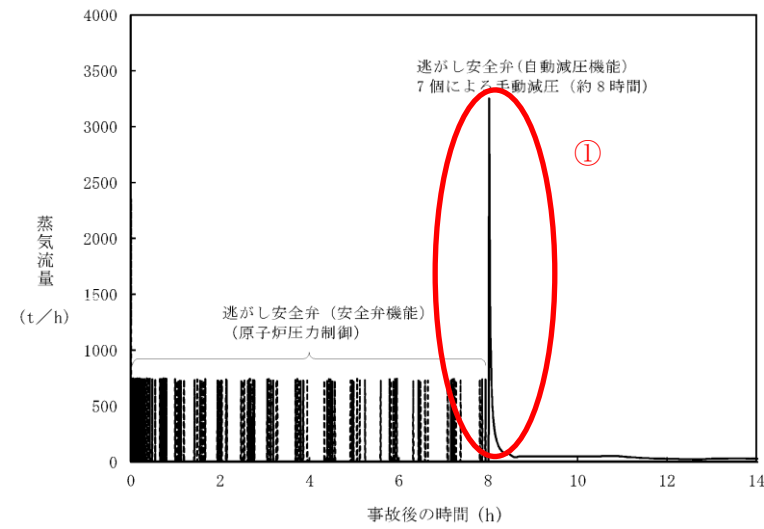
第 2.3.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



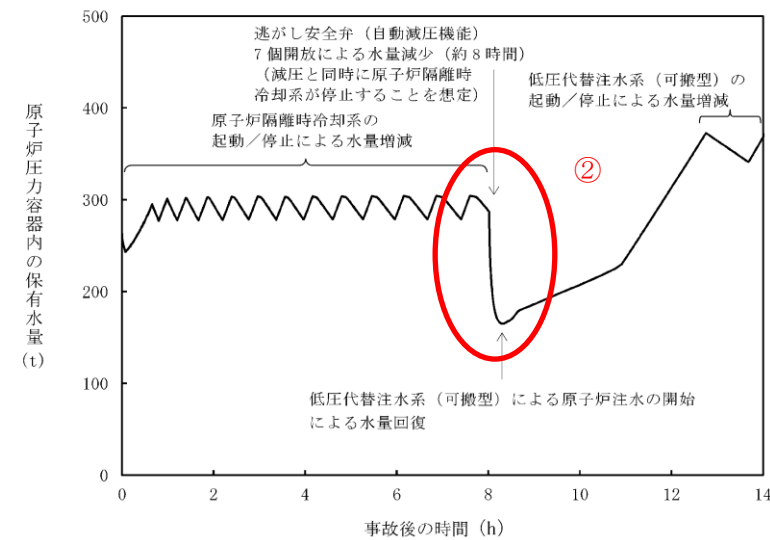
第 2.3.1.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



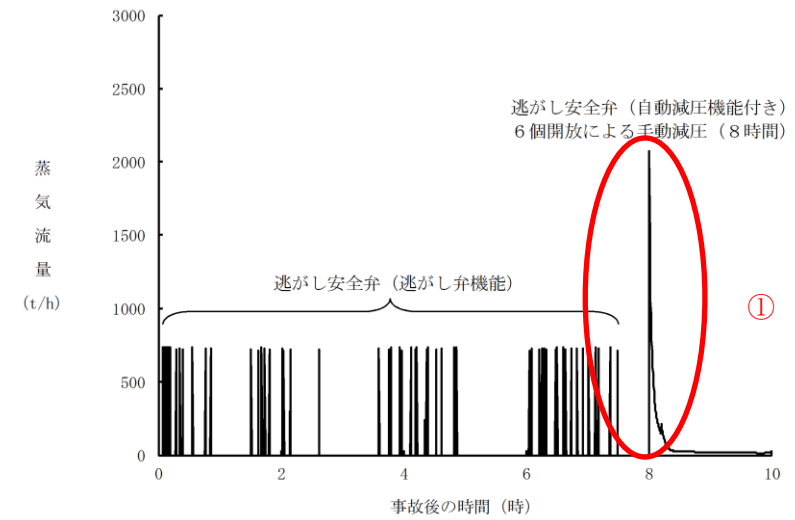
第 2.3.1.12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



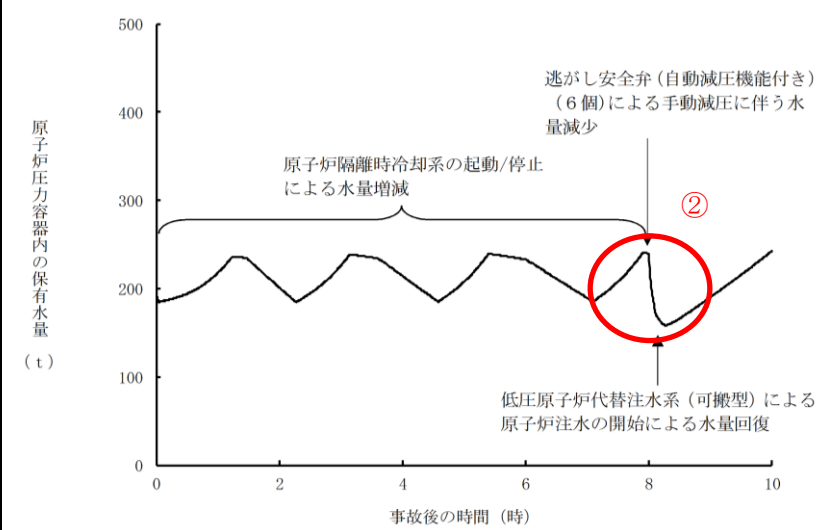
第 2.3.1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.1-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



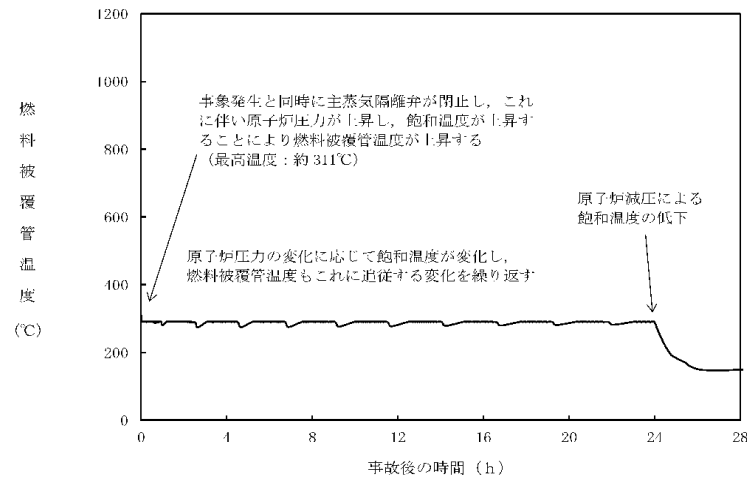
第 2.3.1.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



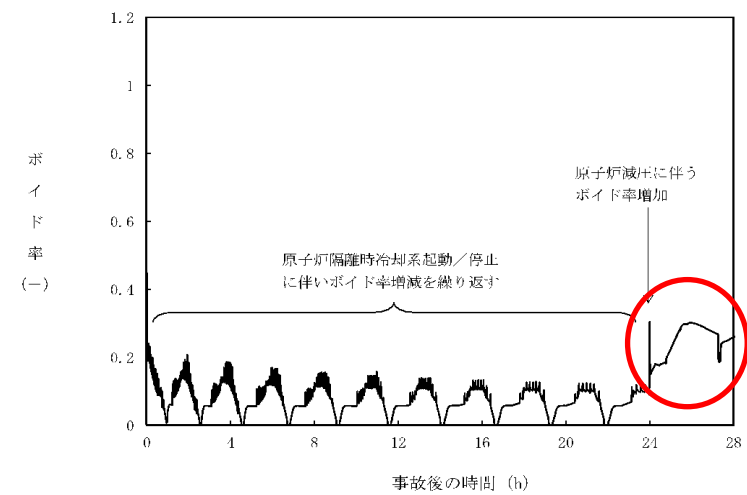
第 2.3.1.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量の差異。

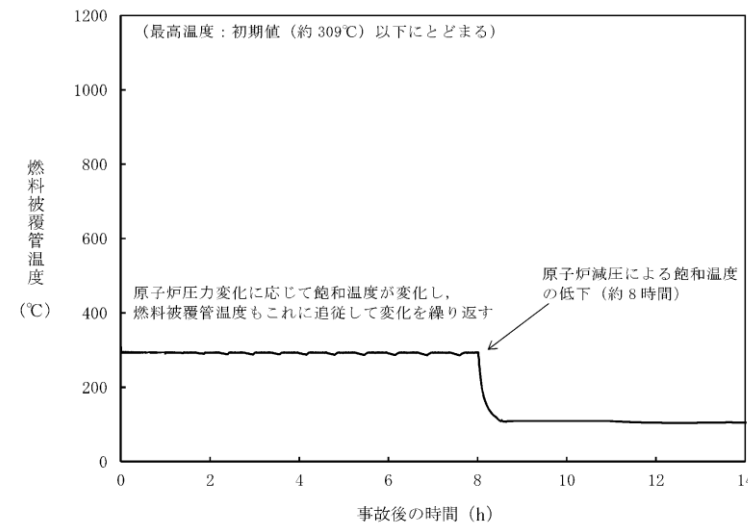
【柏崎 6/7, 東海第二】
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性の違いによる保有水量の減少量の相違。



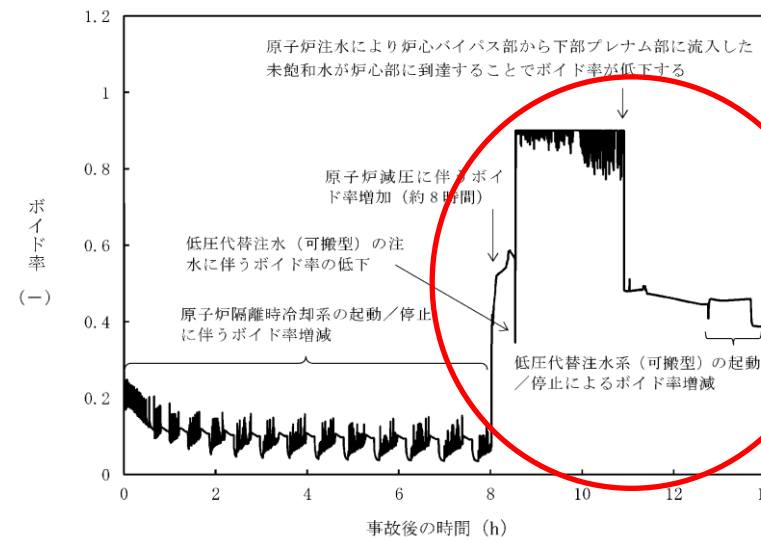
第 2.3.1.13 図 燃料被覆管温度の推移



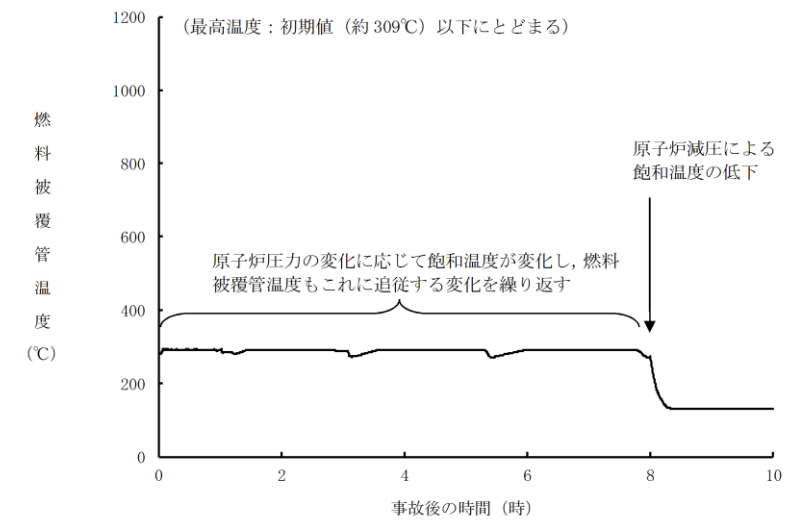
第 2.3.1.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



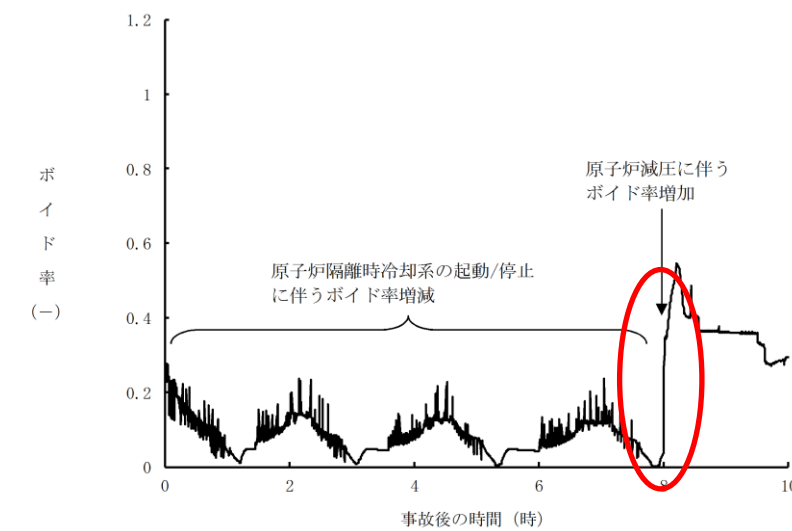
第 2.3.1-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.3.1-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

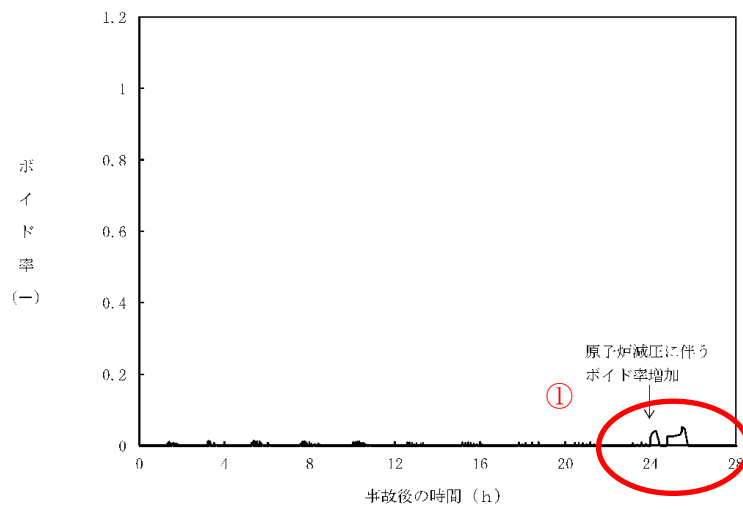


第 2.3.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

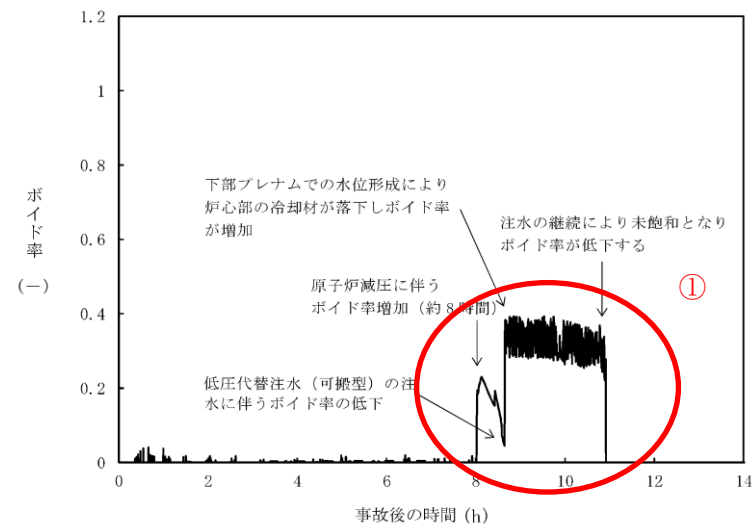


第 2.3.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

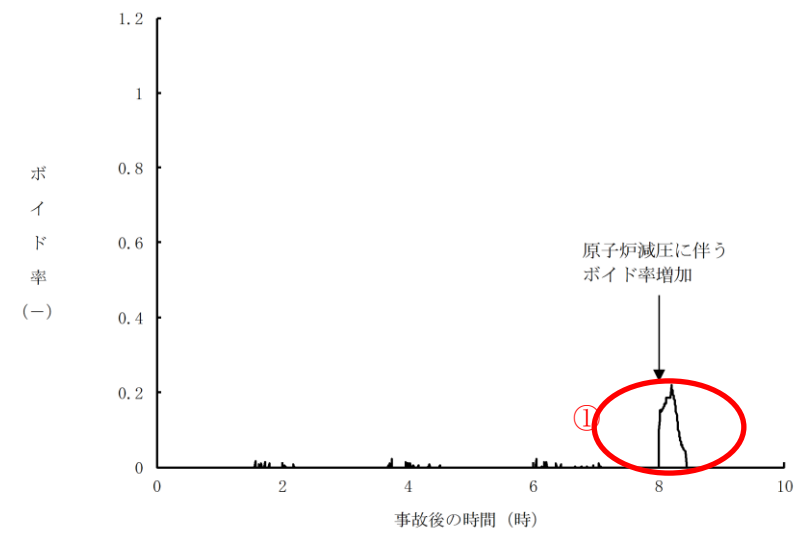
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
原子炉減圧に使用する弁数の違いによりボイド率が相違する。



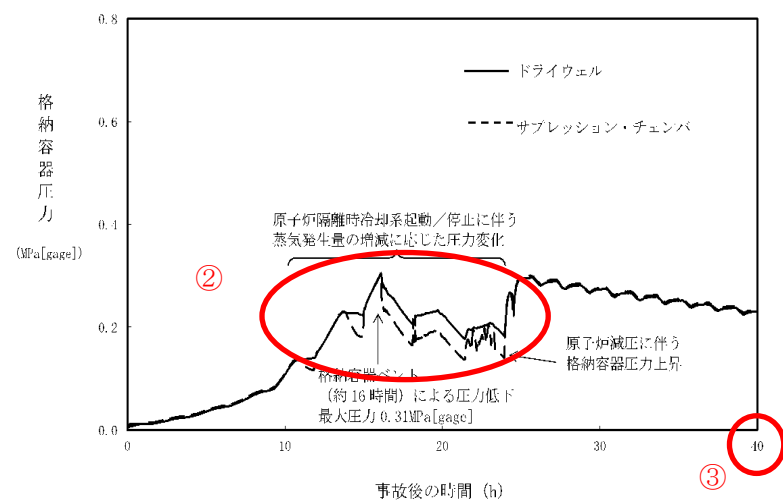
第 2.3.1.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



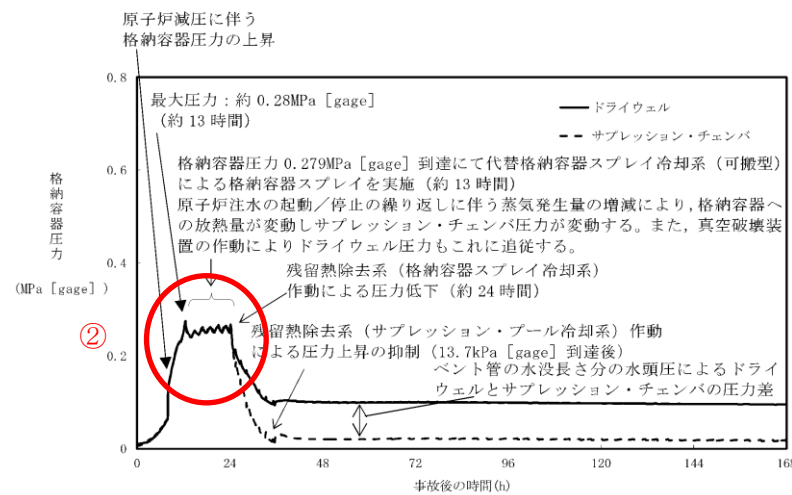
第 2.3.1-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



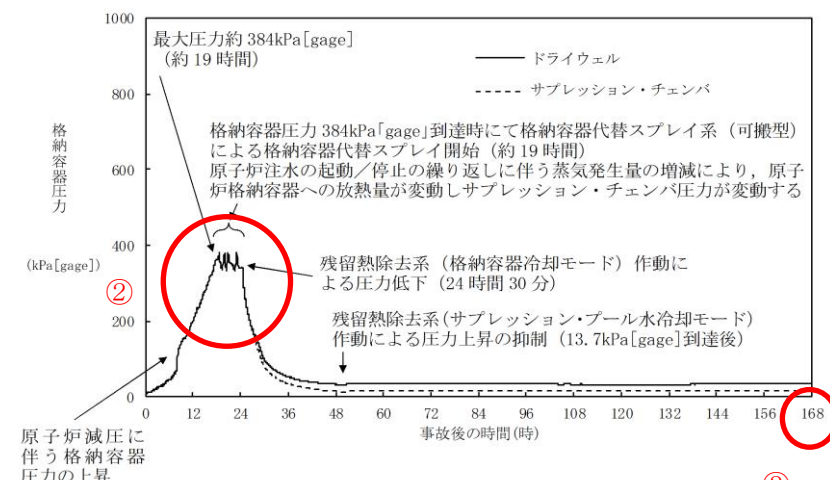
第 2.3.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.3.1.16 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.1-13 図 格納容器圧力の推移

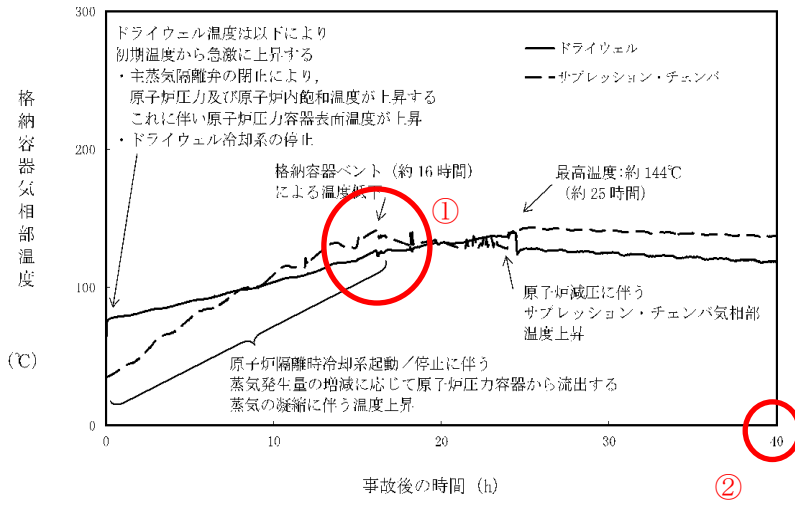


第 2.3.1.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移

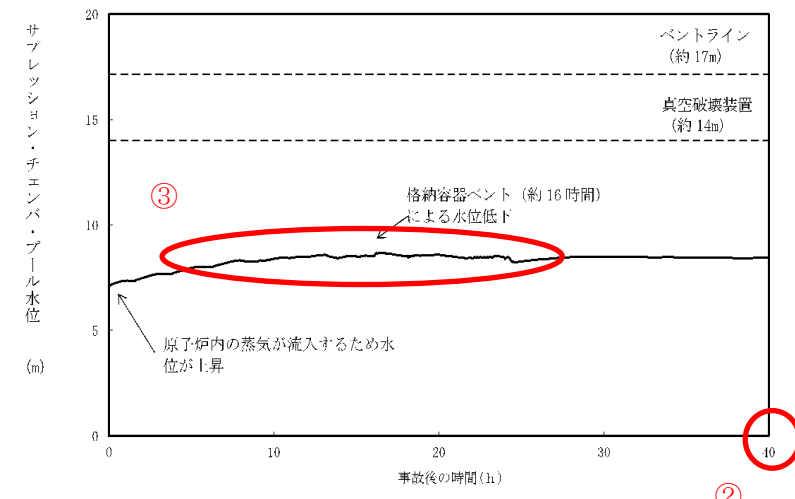
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①原子炉減圧に使用する弁数の違いによりボイド率が相違する。

【柏崎 6/7, 東海第二】
②島根 2号炉は、単位熱出力当たりの格納容器空間部体積が大きいので、格納容器の圧力上昇が遅い。東海第二及び島根 2号炉は、格納容器スプレー実施基準到達により格納容器スプレーを実施する。

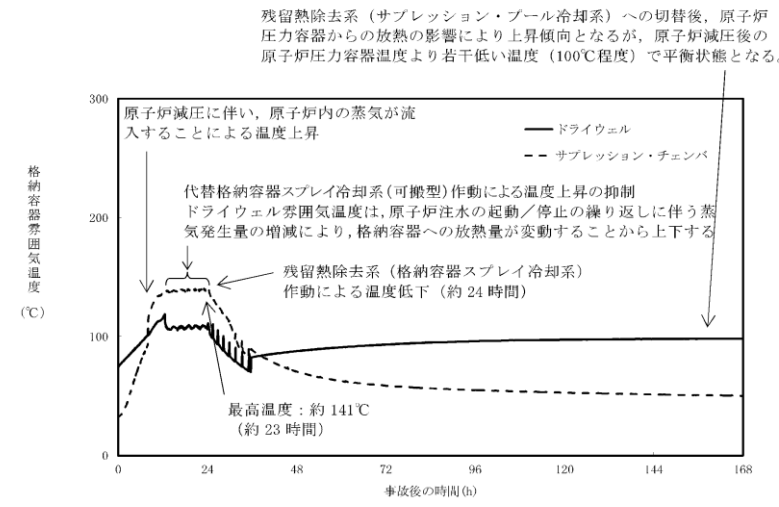
【柏崎 6/7】
③解析時間の相違。



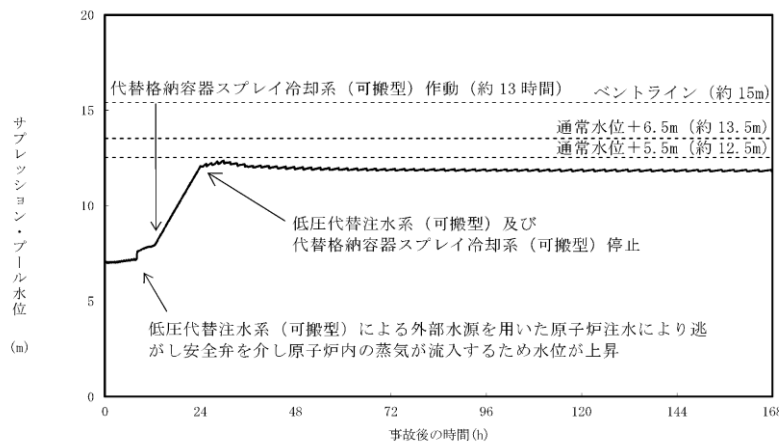
第 2. 3. 1. 17 図 格納容器気相部温度の推移



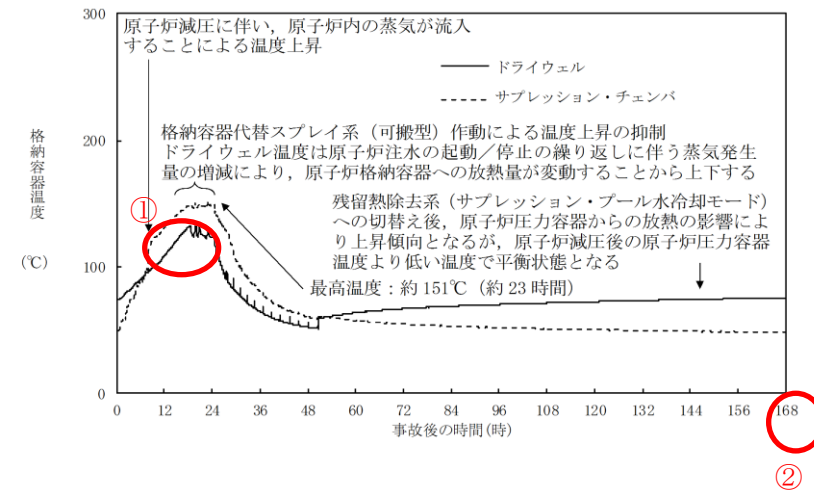
第 2. 3. 1. 18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



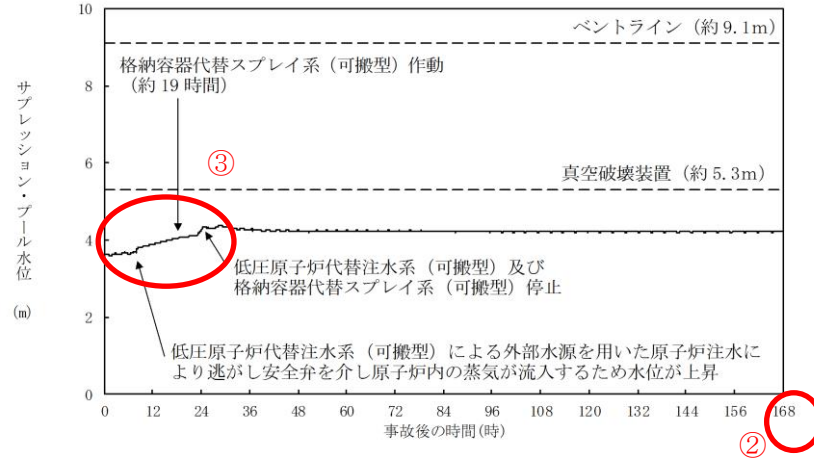
第 2. 3. 1-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2. 3. 1-15 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2. 3. 1. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移

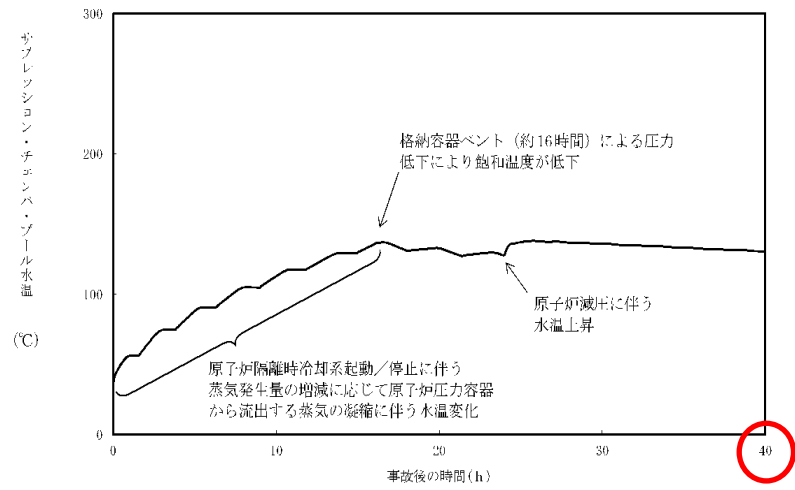


第 2. 3. 1. 2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①東海第二及び島根 2号炉は、格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。
【柏崎 6/7】
②解析時間の相違。

【柏崎 6/7】
③東海第二及び島根 2号炉は、外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施するため、サブプレッション・プール水位が上昇する。

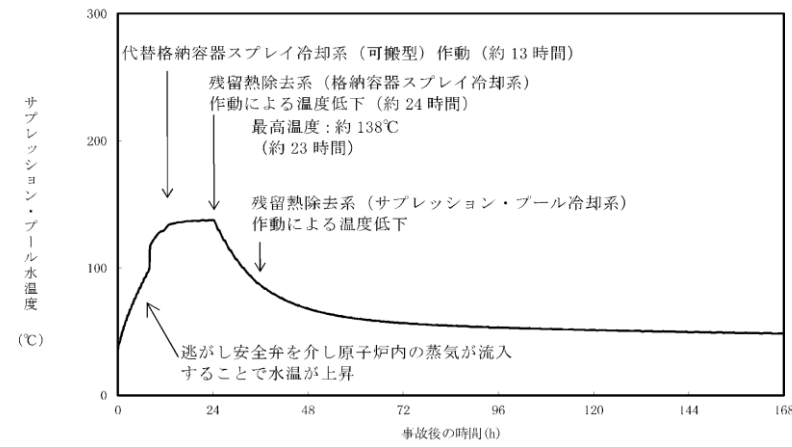
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



①

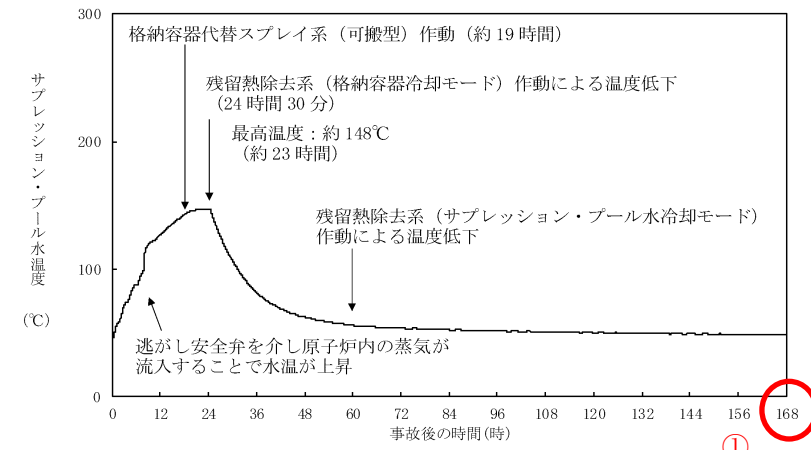
第 2.3.1.19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



第 2.3.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移

島根原子力発電所 2号炉



①

第 2.3.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

備考

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
① 解析時間の相違。

第2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失(長期TB)における重大事故等対策について(2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用)
代替格納器スプレイ冷却系(可搬型)による格納器冷却	格納器圧力が0.279MPa [gauge]に到達した場合、代替格納器スプレイ冷却系(可搬型)により格納器冷却を実施する。また、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を継続する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバース圧力 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧代替注水系格納器スプレイ流量(常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用)
残留熱除去系(低圧注水系)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、残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系(低圧注水系)* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバース* 軽油貯蔵タンク	-	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 残留熱除去系系統流量*

* 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
②

第2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失(長期TB)」の重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プールの水温度100℃で、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個による手動減圧を行う。	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)* B1-115V系充電器(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* サブプレッション・プールの水温度(SA)
低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	B1-115V系充電器(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)
格納器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納器冷却	格納器圧力が384kPa [gauge]に到達した場合、格納器代替スプレイ系(可搬型)により原子炉格納器冷却を実施する。また、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水を継続する。	B1-115V系充電器(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリー	ドライウェル圧力(SA) サブプレッション・チェンバース圧力(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 格納器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)

② ※: 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
【 】: 重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第2.3.1.1-1表 全交流動力電源喪失(長期T.B.)における重大事故等対策について(3/3)

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
残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱	残留熱除去系(低圧注水系)により原子炉水位高(レベル8)まで原子炉水位が回復した後,残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)* 残留熱除去海水系* サブレーション・チェンバ* 略油貯蔵タンク	残留熱除去系系統流量* ドラウウェル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 ドラウウェル雰囲気温度 サブレーション・チェンバ雰囲気温度 サブレーション・プールの水温度

② * 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

第2.3.1.1-1表 「全交流動力電源喪失(長期T.B.)」の重大事故等対策について(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後,残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱の準備操作として,中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系(格納容器冷却モード)】* 【原子炉補機冷却系】* サブレーション・チェンバ*	-	ドラウウェル温度(S.A) ドラウウェル圧力(S.A) サブレーション・チェンバ圧力(S.A) サブレーション・プールの水温度(S.A) 【残留熱除去ポンプ出口流量】*
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水	残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始し,低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後,中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(低圧注水モード)運転から残留熱除去系(格納容器冷却モード)運転に切り替える。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系(低圧注水モード)】* 【原子炉補機冷却系】* サブレーション・チェンバ*	-	原子炉圧力(S.A) 原子炉圧力* 原子炉水位(S.A) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 【残留熱除去ポンプ出口流量】*

② ※: 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
【 】: 重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータースカート 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52.200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	① サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7.350m ³	② ドライウエル内体積の設計値 (全容積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5.960m ³ 液相部：3.580m ³	③ ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・ チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	④ 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

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (1/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.293MW	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ト 下端から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48.300t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 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
格納容器体積 (ドライウエル)	5.700m ³	設計値
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	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2.436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きくなり、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 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
格納容器容積 (ドライウエル)	7.900m ³	ドライ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) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4.700m ³ 液相部：2.800m ³	③ サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
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として設定

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
 ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
【東海第二】
 ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。
 ③柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。
 ④島根 2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・チェンバ・プールの水温	35℃ 通常運転時のサブレーション・チェンバ・プールの水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa [gage] 通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ 通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃) 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
	起因事象	外部電源喪失 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
	外部電源	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (2/7)

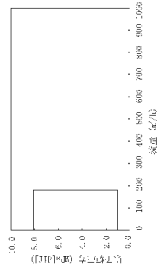
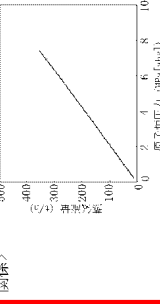
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧) 真空破壊装置の設計値 ③
	サブレーション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値) 通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定
	サブレーション・プール水温	32℃ 通常運転時のサブレーション・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa [gage] 通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃ ④ 通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度) として設定
事故条件	外部水源の水温	35℃ 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	外部電源喪失 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
	外部電源	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (2 / 5)

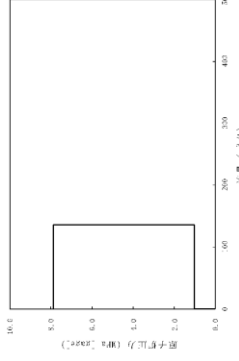
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位) ③ 通常運転時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温	35℃ 通常運転時のサブレーション・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage] 通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④ 通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃ 屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
	外部電源	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

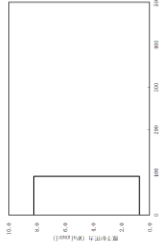
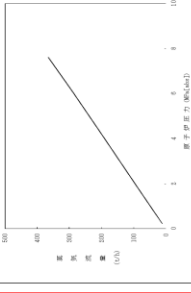
第2.3.1.2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧機能付逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (3/7)

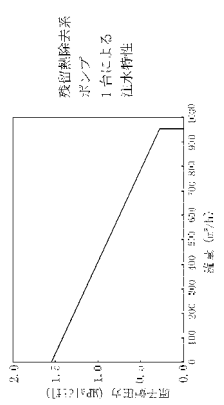
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定
	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開することによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

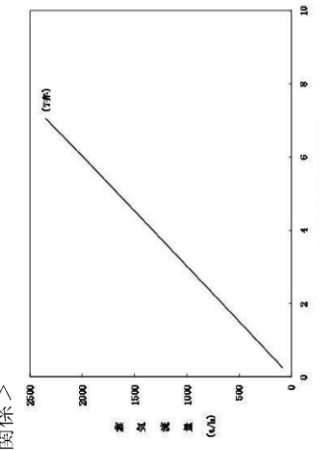
・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水モード)	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[diff]において) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
低圧代替注水系 (常設)	か心を冠水維持可能な注水量で注水	約 90m ³ /h にて前燃熱相当量を注水するものとして設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に手動起動し、954m ³ /h にて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッショ・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃)において	残留熱除去系の設計値として設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW (サブプレッショ・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃)において	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定


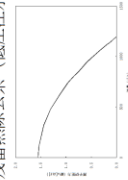
重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (4/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	安全弁機能 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) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開することによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁		逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

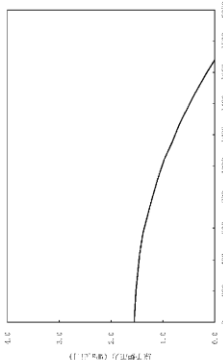
⑤

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /h にて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /h にて注水 (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	120m 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
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッショ・プール冷却モード)	1. 136m ³ /h (0.14MPa[diff]において) (最大) 1. 193 m ³ /h にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
重大事故等対策に関連する機器条件	・原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に、1.218m ³ /h にて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 9MW (サブプレッショ・プール水温 52℃、海水温度 30℃)において	残留熱除去系の設計値として設定

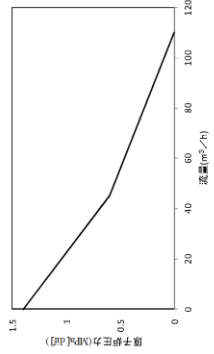
備考
・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (5/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件 残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,676m ³ /h にて注水 ・原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,692m ³ /hにて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW (サプレッション・プールの水温100℃, 海水温度32℃において)	残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台による注水特性 残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (6/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型) 最大 110m ³ /h (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 50m ³ /h (格納容器スプレイ実施後) 130m ³ /h (格納容器内へスプレイ)	

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gauge] 到達時
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後
	低圧代替注水系 (常設) 起動操作	事象発生 24 時間後
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作	事象発生約 25 時間後

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (7/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 8 時間 1 分後
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gauge] 到達時
	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 10 分後

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (5 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生から 24 時間後
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 8 時間後 (サブプレッション・ブール水温度 100°C 到達)
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 38kPa [gauge] 到達時
	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後
	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】