

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉審査資料	
資料番号	KK67-0034 改41
提出年月日	平成29年1月31日

## 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

### 重大事故等対策の有効性評価について

平成29年1月

東京電力ホールディングス株式会社

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
  - 1.1 概要
  - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
  - 1.3 評価に当たって考慮する事項
  - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
  - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
  - 1.6 解析の実施方針
  - 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
  - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針付録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  
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  
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
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
  - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
  - 2.3 全交流動力電源喪失
    - 2.3.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)
    - 2.3.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗
    - 2.3.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失
    - 2.3.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗
  - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
    - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
    - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
  - 2.5 原子炉停止機能喪失
  - 2.6 LOCA 時注水機能喪失
  - 2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)
3. 重大事故
  - 3.1 雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
    - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴, 格納容器破損防止対策
    - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
    - 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合

- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
  
- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
  - 4.1 想定事故 1
  - 4.2 想定事故 2
  
- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
  - 5.2 全交流動力電源喪失
  - 5.3 原子炉冷却材の流出
  - 5.4 反応度の誤投入
  
- 6 必要な要員及び資源の評価
  - 6.1 必要な要員及び資源の評価条件
  - 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
  - 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

## 添付資料 目次

- 添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要
- 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毎の成立性確認結果について
- 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
- 添付資料 1.5.1 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
- 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
- 添付資料 1.5.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（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
- 添付資料 1.7.1 有効性評価における判断基準と有効性評価結果, 評価における不確かさの関係について
  
- 添付資料 2.1.1 安定状態について
- 添付資料 2.1.2 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（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 2.1.4 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）
- 添付資料 2.1.5 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）
  
- 添付資料 2.2.1 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
- 添付資料 2.2.2 安定状態について
- 添付資料 2.2.3 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（高圧注水・減圧機能喪失）
- 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）
  
- 添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について
- 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
- 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
- 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
- 添付資料 2.3.1.5 安定状態について
- 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)）
- 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)）

- 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))
- 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))
- 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
- 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)
- 添付資料 2.3.4.1 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)
- 添付資料 2.3.4.2 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)
- 添付資料 2.3.4.3 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)
- 添付資料 2.3.4.4 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)
- 
- 添付資料 2.4.1.1 安定状態について
- 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))
- 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))
- 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))
- 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))
- 添付資料 2.4.2.1 安定状態について
- 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))
- 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))
- 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))
- 
- 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
- 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

- 添付資料 2.5.3 安定状態について
- 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)
- 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
- 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
- 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
- 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
- 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
- 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
  
- 添付資料 2.6.1 中小破断 LOCA の事象想定について
- 添付資料 2.6.2 安定状態について
- 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)
- 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
- 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)
- 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)
  
- 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
- 添付資料 2.7.2 安定状態について
- 添付資料 2.7.3 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  
(インターフェイスシステム LOCA)
- 添付資料 2.7.4 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)
  
- 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))
- 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傷炉心の位置について
- 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)
- 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  
する水素の影響について
- 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
- 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 (代替循環

- 冷却を使用する場合)))
- 添付資料 3.1.2.7 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)
- 添付資料 3.1.2.8 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)
- 添付資料 3.1.2.9 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)
- 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
- 添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について
- 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 Cs-137 放出量評価について
- 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
- 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)
- 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(代替循環冷却を使用しない場合)))
- 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
- 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)
- 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)
- 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)
- 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
- 添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」,「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け
- 添付資料 3.2.3 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
- 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)
- 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)

- 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)
- 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(炉外 FCI)に関する知見の整理
- 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
- 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
- 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)
- 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
- 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
- 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
- 添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について
- 添付資料 3.4.3 安定状態について
- 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)
- 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
- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 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  
(溶融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶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の下部ドライウェルのコンクリートの浸食量及び溶融炉心・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
- 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
- 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」の算出について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 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
- 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)
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源の対応について(想定事故 1)
- 添付資料 4.1.7 7日間における燃料の対応について(想定事故 1)
- 添付資料 4.2.1 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



- 添付資料 4.2.2 想定事故 2 において微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
- 添付資料 4.2.3 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
- 添付資料 4.2.4 安定状態について
- 添付資料 4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 2)
- 添付資料 4.2.6 7日間における水源の対応について(想定事故 2)
- 添付資料 4.2.7 7日間における燃料の対応(想定事故 2)
  
- 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
- 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
- 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
- 添付資料 5.1.4 安定状態について
- 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時の格納容器の影響について
- 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
- 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)
- 添付資料 5.1.8 7日間における燃料対応について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)
  
- 添付資料 5.2.1 安定状態について
- 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)
- 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)
- 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)
- 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)
  
- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材流出事故における運転停止中の線量率評価について
- 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
- 添付資料 5.3.3 安定状態について
- 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)
- 添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応(運転停止中 原子炉冷却材の流出)
  
- 添付資料 5.4.1 反応度の誤投入における燃料エンタルピー

- 添付資料 5.4.2 安定状態について
- 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 反応度誤投入)
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入の代表性について
  
- 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
- 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
- 添付資料 6.2.2 重大事故(評価事故)シーケンス以外の事故シーケンスの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

## 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

### 2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁 1 個が開固着したことによって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，**低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。**また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，**格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置**による原子炉格納容器除熱を実施する。

#### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）及び**逃がし安全弁**による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，

安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.4.1 から図 2.3.4.4 に、手順の概要を図 2.3.4.5 に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.3.4.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は10名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員46名である。必要な要員と作業項目について図2.3.4.6に示す。

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、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

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、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系の準備を開始する。

また、逃がし安全弁 1 個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するために必要な計装設備は、原

子炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、建屋内操作にて原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）の手動開操作、バイパス流防止弁の閉操作及び接続口内側隔離弁の開操作を実施する。

屋外操作にて可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の建屋近傍への配置、ホース接続を実施する。また、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源である防火水槽への淡水貯水池からの補給及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の燃料給油準備を実施する。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

f. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、建屋内操作にて電動弁（残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）を手動開し、屋外操作にて接続口外側隔離弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

g. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

建屋内操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。

なお、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力及び復水補給水系流量（原子炉格納容器）等である。

h. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を二次格納施設外からの人力操作により開する。

格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を二次格納施設外からの人力操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は格納容器内雰囲気放射線レベル等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等の原子炉格納容器ベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサブプレッション・チェンバ・プール水位である。

i. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ 1 台を手動起動する。

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。

j. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始する。格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。

残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転時に、原子炉

水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却を再開する。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

#### 2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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。

##### (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.3.4.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

###### a. 事故条件

###### (a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

###### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。同時に、逃がし安全弁 1 個の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、 $182\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.12\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(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。

(d) 低圧代替注水系（可搬型）

原子炉減圧後に、 $84\text{m}^3/\text{h}$ で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と合わせて行う場合は、 $40\text{m}^3/\text{h}$ の流量で原子炉注水するものとする。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $80\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 $0.62\text{MPa}[\text{gage}]$ における最大排出流量 $31.6\text{kg/s}$ に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開<sup>\*</sup>）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 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50%開にて開始するが、格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は、増開操作を実施する。解析においては、操作手順の考え方を踏まえ、中間開操作（流路面積70%開）とする。

(g) 代替原子炉補機冷却系

伝熱量は約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 $100^\circ\text{C}$ 、海水温度 $30^\circ\text{C}$ において）とする。

(h) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）



伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）とする。

(i) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、954m<sup>3</sup>/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、事象発生4時間後から開始する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉の急速減圧操作は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。
- (e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生から25.5時間後に開始する。
- (f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。

(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出流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.4.7から図2.3.4.12に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図2.3.4.13から図2.3.4.18に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.3.4.19から図2.3.4.22に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシ

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。

#### a. 事象進展

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。

逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.5時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって、逃がし安全弁2個を手動開することで実施する。逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧に伴って上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約18時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・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。

常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から25.5時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水に切替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.3.4.13 に示すとおり、**原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 805℃ に到達するが、1,200℃以下となる。**また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの**2%以下**であり、**15%以下**となる。

原子炉圧力は、図 2.3.4.7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（**可搬型**）による原子炉格納容器冷却**及び格納容器圧力逃がし装置等**による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.3.4.8 に示すとおり、**低压代替注水系（可搬型）**による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、**25.5** 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による**原子炉注水及び**原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

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。

#### 2.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、**低压代替注水系（可搬型）**による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系（**可搬型**）による原子炉格納容器冷却操作、**格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作**及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

##### (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。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.4.1）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.4.1）

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，表2.3.4.1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。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サブプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力，格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料2.3.4.1）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力の上昇は遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

（添付資料2.3.4.1）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として

事象発生から4時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。

操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約4時間後を設定している。運転員操作時間に与える影響として、実態の運転操作において低圧代替注水系（可搬型）の準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、原子炉への注水を早める。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、運転員（現場）は、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約18時間後であり、格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながら予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。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

(添付資料2.3.4.1)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影

響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉への注水を早めることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料2.3.4.1)

### (3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

図2.3.4.23から図2.3.4.25に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については、事象発生から4時間10分後（操作開始時間の10分程度の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約878℃となり1,200℃以下となるため、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約9時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約18時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかで



ある。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり、約20時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、運転操作が遅れる場合においても、限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生から約38時間であり、約12時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料2.3.4.1)

#### (4) まとめ

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。

### 2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.4.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、号炉あたり合計約300m<sup>3</sup>の水が必要となる。また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷

却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約1,800m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約4,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生4時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送することで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。

（添付資料 2.3.4.2）

#### b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約16kLの軽油が必要となる。また、代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約30kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,105kL）

6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約200kL）にて合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び格納容器スプレイ、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料2.3.4.3）

#### 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、6号及び7号炉で約2,122W（6号炉：約1,049kW 7号炉：約1,073kW）必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発

電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.4.4)

#### 2.3.4.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低压代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低压代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、長期的には安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」

+SRV再閉失敗」において、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」に対して有効である。

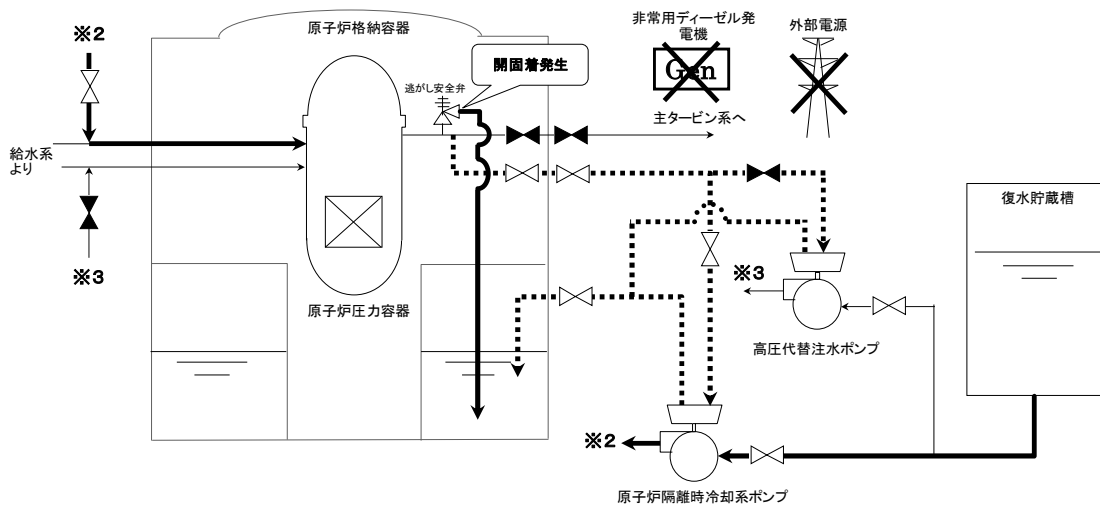


図 2.3.4.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）  
（原子炉注水）

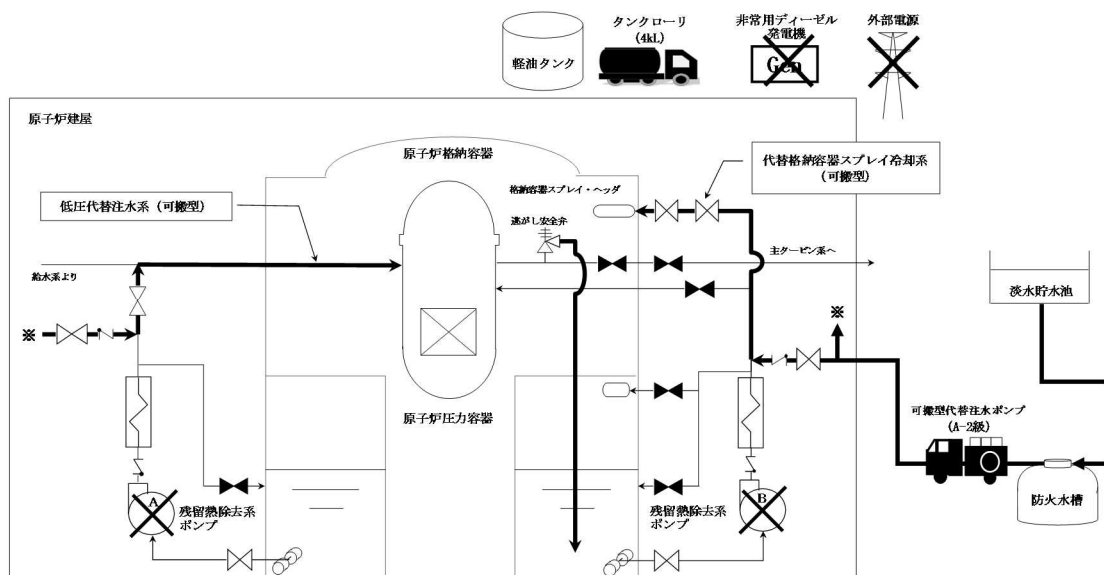


図 2.3.4.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

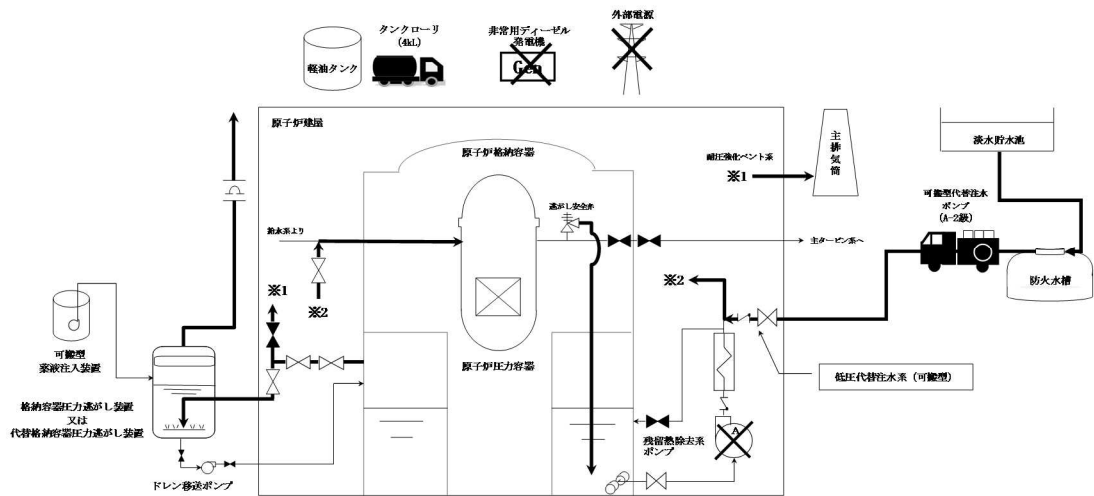
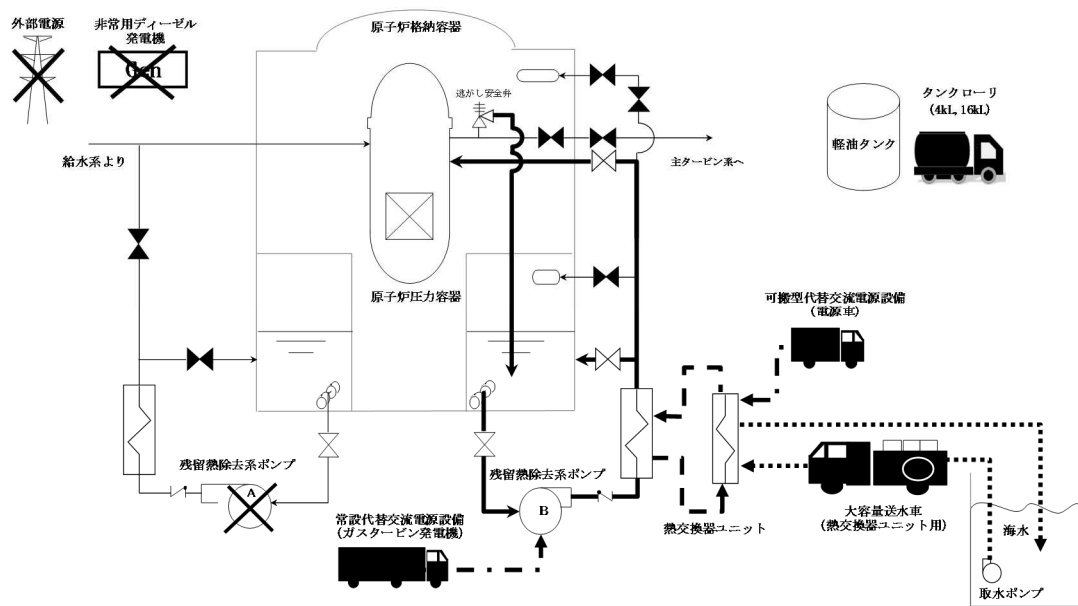
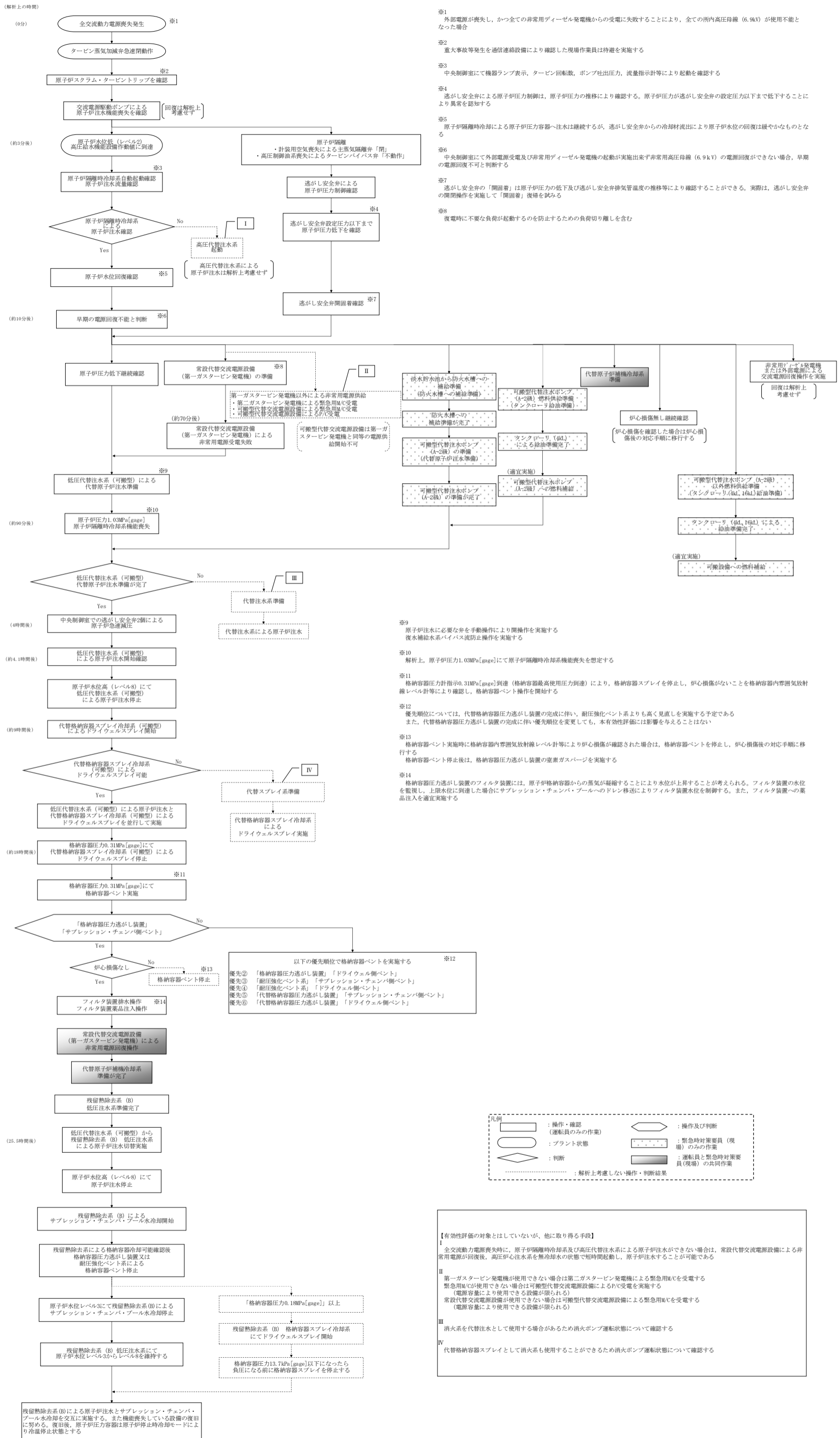


図 2.3.4.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



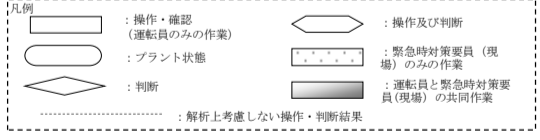
※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンパ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉水位をレベル 3～レベル 8 の範囲で維持する。

図 2.3.4.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧母線 (6.9kV) が使用不能となった場合
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は待避を実施する
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出流量、流量指示計等により起動を確認する
- ※4 逃がし安全弁による原子炉圧力制御は、原子炉圧力の推移により確認する。原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を認知する
- ※5 原子炉隔離時冷却による原子炉圧力容器へ注水は継続するが、逃がし安全弁からの冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる
- ※6 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する
- ※7 逃がし安全弁の「閉固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。実際は、逃がし安全弁の閉固着を確認して「閉固着」復帰を試みる
- ※8 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

- ※9 原子炉注水に必要な弁を手動操作により開操作を実施する  
復水補給系バイパス流防止操作を実施する
- ※10 解析上、原子炉圧力1.03MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する
- ※11 格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達 (格納容器最高使用圧力到達) により、格納容器スプレーを停止し、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し、格納容器ベント操作を開始する
- ※12 優先順位については、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い、耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である  
また、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても、本有効性評価には影響を与えることはない
- ※13 格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線レベル計等により炉心損傷が確認された場合は、格納容器ベントを停止し、炉心損傷後の対応手順に移行する  
格納容器ベント停止後は、格納容器圧力逃がし装置の薬液ガスバージを実施する
- ※14 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブプレッション・チェンバ・プールのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得する手段】

I 全交流動力電源喪失時に、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉注水ができない場合は、常設代替交流電源設備による非常用電源が回復後、高圧代替注水系を無冷却水の状態でも短時間起動し、原子炉注水することが可能である

II 第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用M/Cを受電する  
緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるP/C受電を実施する  
(電源容量により使用できる設備に限られる)  
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する  
(電源容量により使用できる設備に限られる)

III 消火水を代替注水として使用する場合は防火ポンプ運転状態について確認する

IV 代替格納容器スプレーとして消火系も使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する

2.3.4-21

図 2.3.4.5 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (&逃がし安全弁漏えい)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)																				備考	
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250 260 270 280																					
		指揮者	6号	当直副長	1人			7号	当直副長	1人	号毎運転操作指揮																		
状況判断	2人 A, B	2人 A, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・逃がし安全弁「閉込」確認 ・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認	10分																					
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での注水は、 原子炉圧力1.03MPaまで実施																					
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復																					必要な要員により対応する	
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・受電前準備 (中央制御室) ・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認 ・第一ガスタービン発電機給電準備 ・第一ガスタービン発電機起動、給電	20分	10分	20分	10分	20分																	
常設代替交流電源設備からの受電 準備操作	(1人) A, B	(1人) a, b	-	-	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・6号炉 M/C (D) 受電準備 ・現場移動 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電準備	10分	50分					50分															
常設代替交流電源設備からの受電 失敗確認	(1人) A, B	(1人) a, b	-	-	-	-	・6号炉 M/C (D) 受電/受電失敗 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電/受電失敗						10分						10分										
常設代替交流電源設備からの受電 準備操作(6号炉のみ)	(1人) A, B	(1人) a, b	-	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (C) 受電準備						50分																
常設代替交流電源設備からの受電 失敗確認(6号炉のみ)	(1人) A, B	(1人) a, b	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電/受電失敗						10分																
常設代替交流電源設備 停止操作 (第一ガスタービン発電機)	(1人) A, B	(1人) a, b	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機停止						10分																
淡水貯水池から防火水槽への補給	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	10分	130分																				
低圧代替注水系(可搬型)による 原子炉注水準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉への注水 準備(ホース接続)	10分	135分																				
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・現場移動 ・7号炉 ユニハンドラリンク機構取り外し						25分																
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・現場移動 ・7号炉 電動弁等現場系統構成 (洗浄水弁・原子炉注入弁) (バイパス流防止措置)						70分																
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 ユニハンドラリンク機構取り外し						25分																
低圧代替注水系(可搬型)による 原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉減圧操作 ・原子炉注水状態確認																				5分		
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉への注水 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)運転状態確認 ・淡水貯水池から防火水槽への補給																					継続実施	
燃料給油準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリ(4tL)への補給	10分	140分																				
燃料給油作業	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)への給油																					適宜実施	

図 2.3.4.6 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の作業と所要時間(1/2)



操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)																					備考	
								経過時間 (時間)																						
								2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																									
	8号	7号	8号	7号	8号	7号																								
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	・原子炉注水状態確認	適宜実施																						
燃料給油作業	-	-	-	-	(2A) c	(2A) d	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉への注水 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 運転状態確認	適宜実施																						
代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレィ操作	(1A) A	(1A) a	(2A) E, F	(2A) e, f	-	-	・格納容器スプレィ状態確認 ・現場移動 ・電動弁現場系統構成 (格納容器スプレィ弁) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による格納容器へのスプレィ ・原子炉注水流量調整	適宜実施																						
格納容器ベント準備操作	-	-	(2A) C, D	(2A) e, d	-	-	・ベント準備 (格納容器ベントパウンタリ構成) ・ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作) ・8号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) ・7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	120分	80分	この期間内に実施										80分	80分	80分								
格納容器ベント操作	(1A) A	(1A) a	(2A) E, F	(2A) e, f	-	-	・ベント状態監視 ・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	適宜実施																						
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2A) C, D	(2A) e, d	10A (全票)	10A (全票)	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分																						
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	13A (全票)	13A (全票)	・放射線防護準備 ・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り	10時間+待選時間48時間 (格納容器ベント)																						
燃料給油準備	-	-	-	-	14A (全票)	14A (全票)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施																						
燃料給油作業	-	-	-	-	15A (全票)	15A (全票)	・軽油タンクからタンクローリ (4tL) への補給 ・電源車への給油 ・大容量送水車 (熱交換器ユニット用) への給油	90分																						
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2A) C, D	-	-	-	・放射線防護準備 ・第一ガスタービン発電機 給電	10分																						
常設代替交流電源設備 運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2A) C, D	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 運転状態監視 ・放射線防護準備 ・第一ガスタービン発電機 運転状態監視	20分																	5分					
常設代替交流電源設備による受電操作	(1A) B	(1A) b	(2A) E, F	-	-	-	・M/C 受電確認 ・放射線防護準備 ・8号炉 M/C (D) 受電 ・8号炉 M/C (D) 受電 ・8号炉 M/C (C) 受電 ・8号炉 M/C (C) 受電 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電	20分																	10分	10分	10分	10分		
代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレィ系統構成復旧	(1A) A	(1A) a	(2A) C, D	(2A) e, d	-	-	・残留熱除去系 電動弁復旧操作	80分																	80分					
残留熱除去系 起動操作	(1A) A	(1A) a	-	-	(2A) M1	(2A) M2	・残留熱除去系ポンプ起動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉への注水停止 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 停止	5分																	15分					
低圧代替注水系 (可搬型) から低圧注水モード切替	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	5分																	5分		レベル制御で注水停止。高圧原子炉圧力上昇抑制用ポンプ・チェンバールール冷却モードの切替を実施し再開。			
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水系系統構成復旧	(1A) B	(1A) b	(2A) C, D	(2A) e, d	-	-	・残留熱除去系 電動弁復旧操作 ・残留熱除去系 電動弁復旧操作 ・手動弁系統構成復旧	80分																	80分	30分				
残留熱除去系 サプレッション・チェンバールール冷却モード操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 試験用調節弁操作	適宜実施																						
格納容器ベント停止操作	-	-	(2A) E, F	(2A) e, f	-	-	・格納容器ベント停止操作	30分																						
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1A) B	(1A) b	(2A) C, D	(2A) e, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離 ・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成 ・燃料プール冷却浄化系再起動	80分																	30分	30分		燃料プール冷却 (F77) 以下動作状況を監視して対応する		
燃料給油準備	-	-	-	-	18A (全票)	18A (全票)	・軽油タンクからタンクローリ (18tL) への補給	120分																						
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施																						
必要人員数 合計	2A, A, B	2A, a, b	4A, C, D, E, F	4A, e, d, e, f	10A (その他参加人員)																									

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.4.6 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +SRV 再開失敗時の作業と所要時間 (2/2)

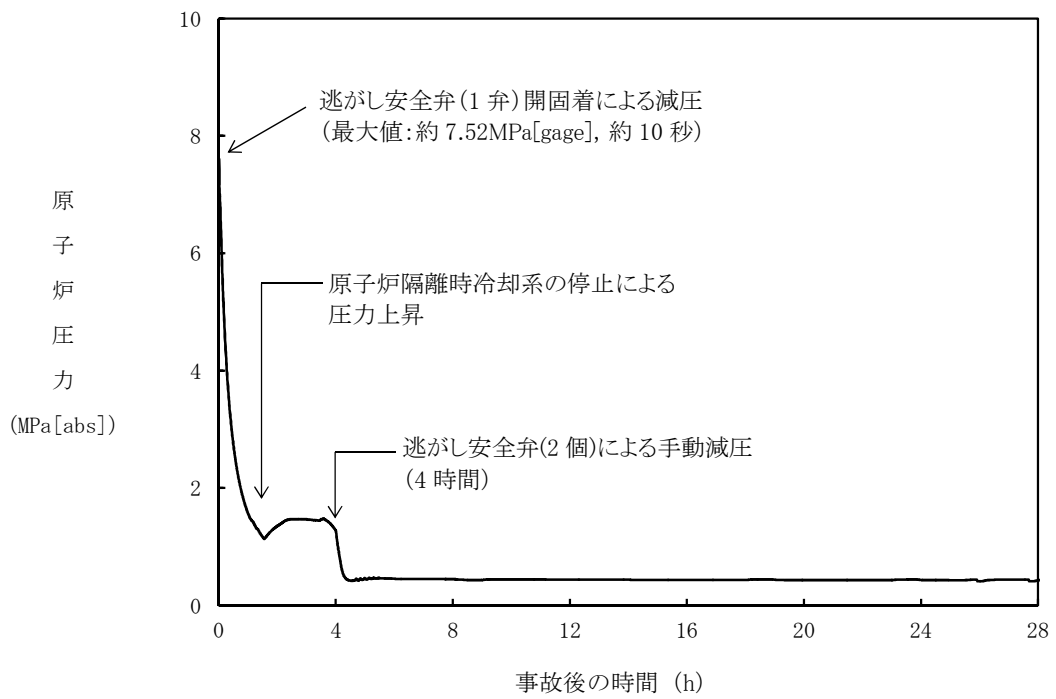


図 2.3.4.7 原子炉圧力の推移

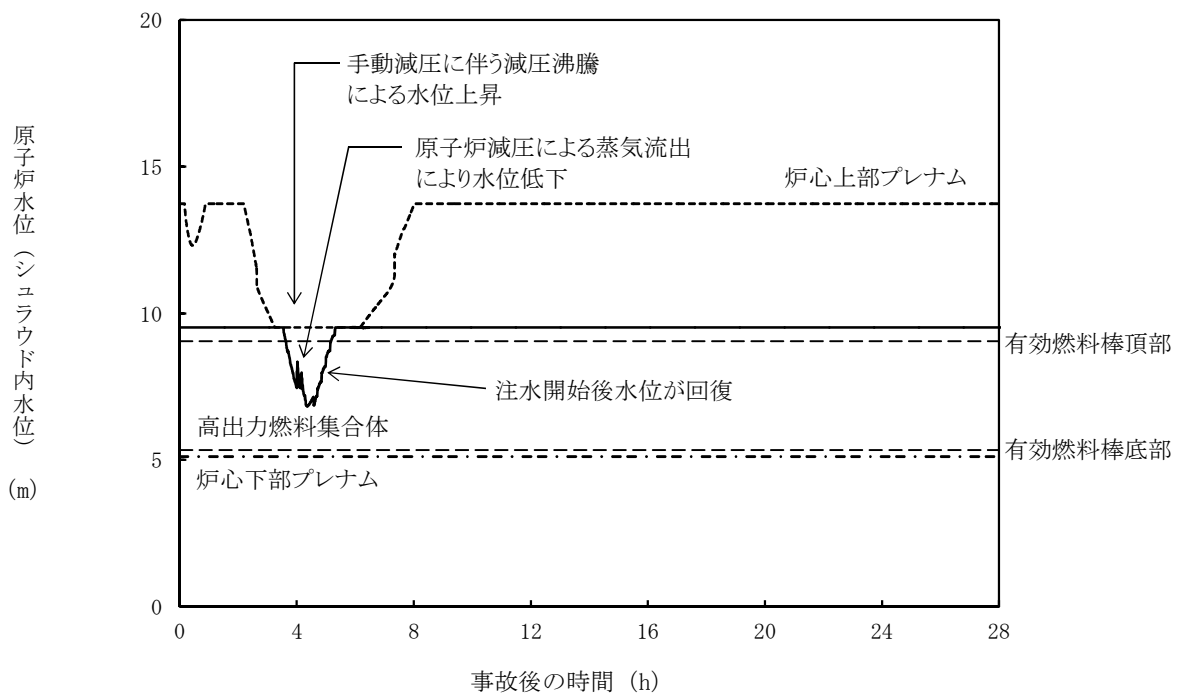


図 2.3.4.8 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

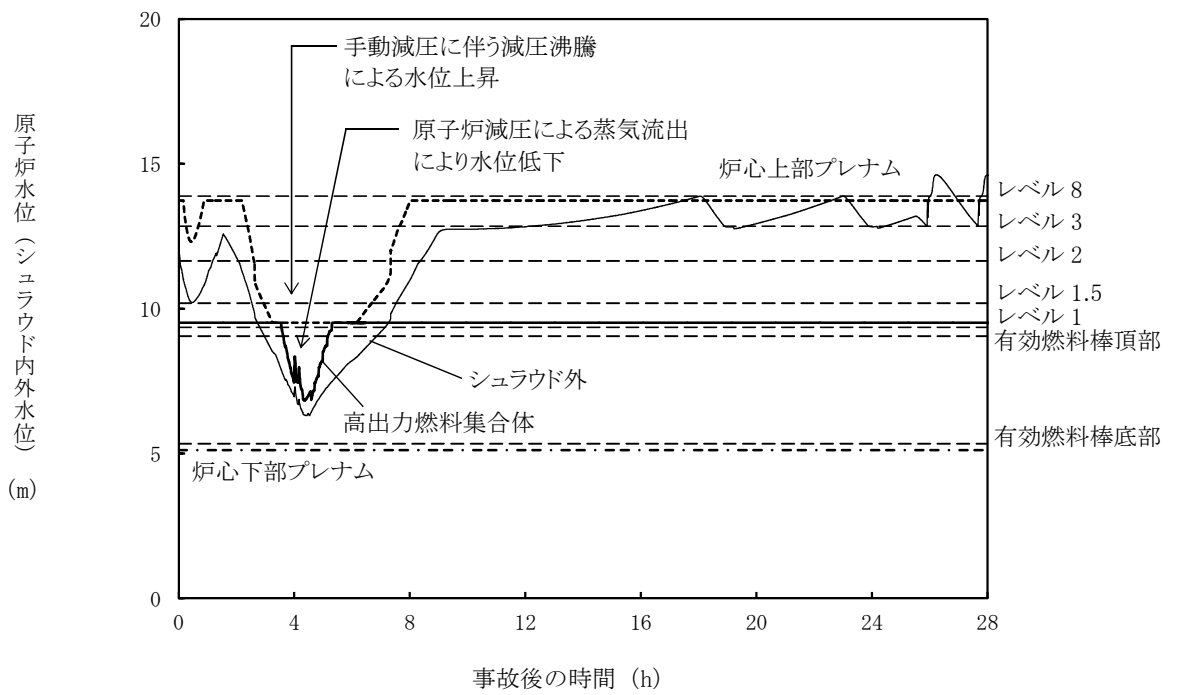


図 2.3.4.9 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

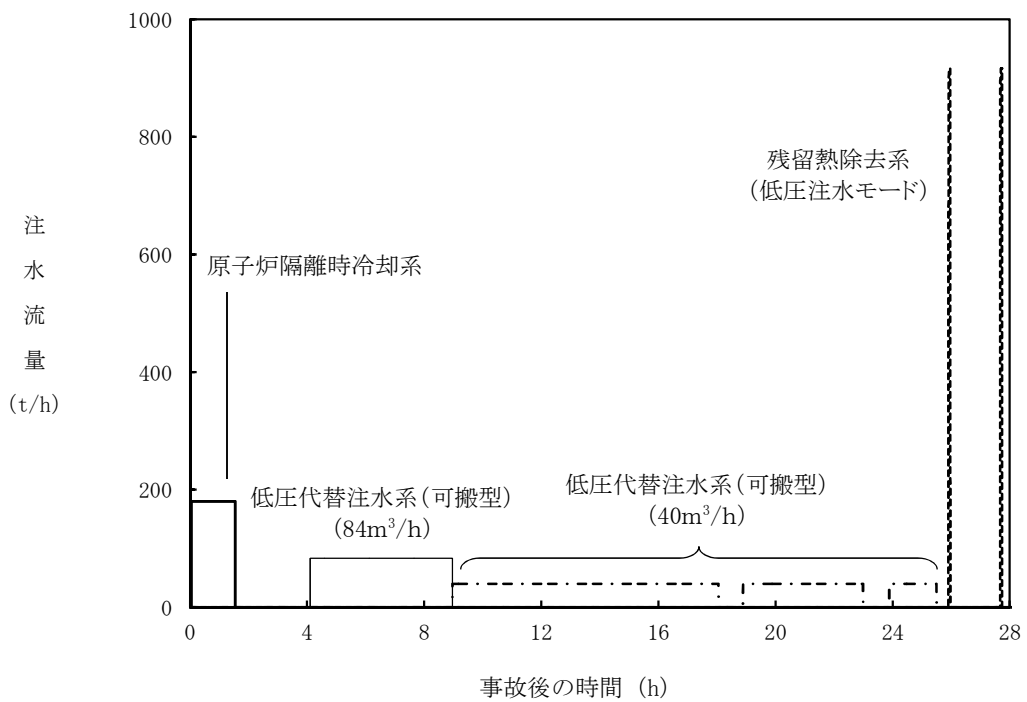


図 2.3.4.10 注水流量の推移

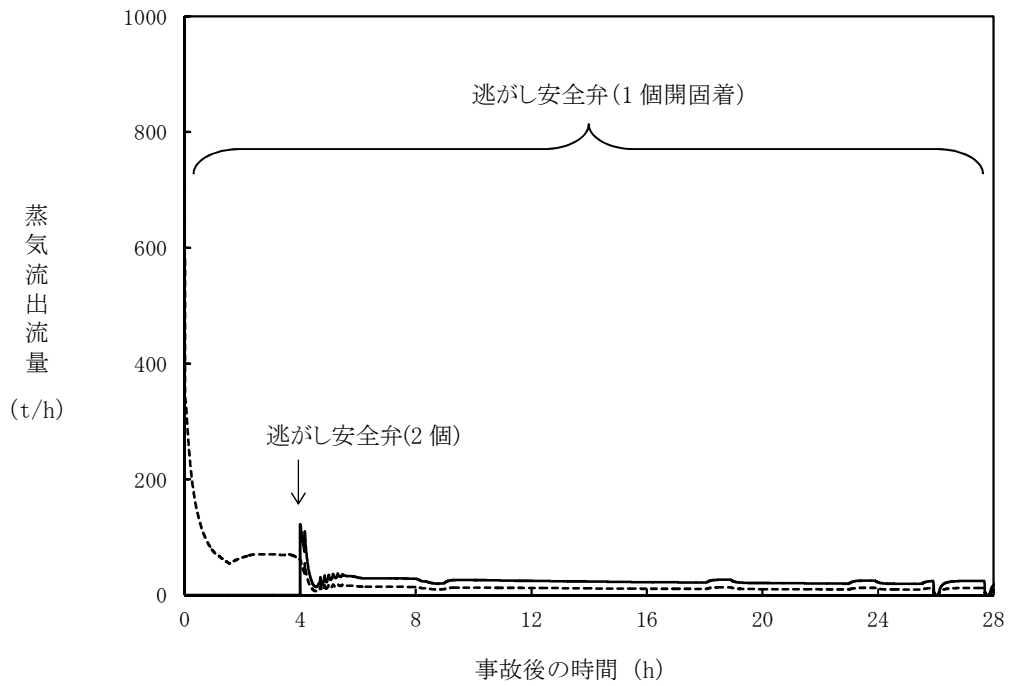


図 2.3.4.11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

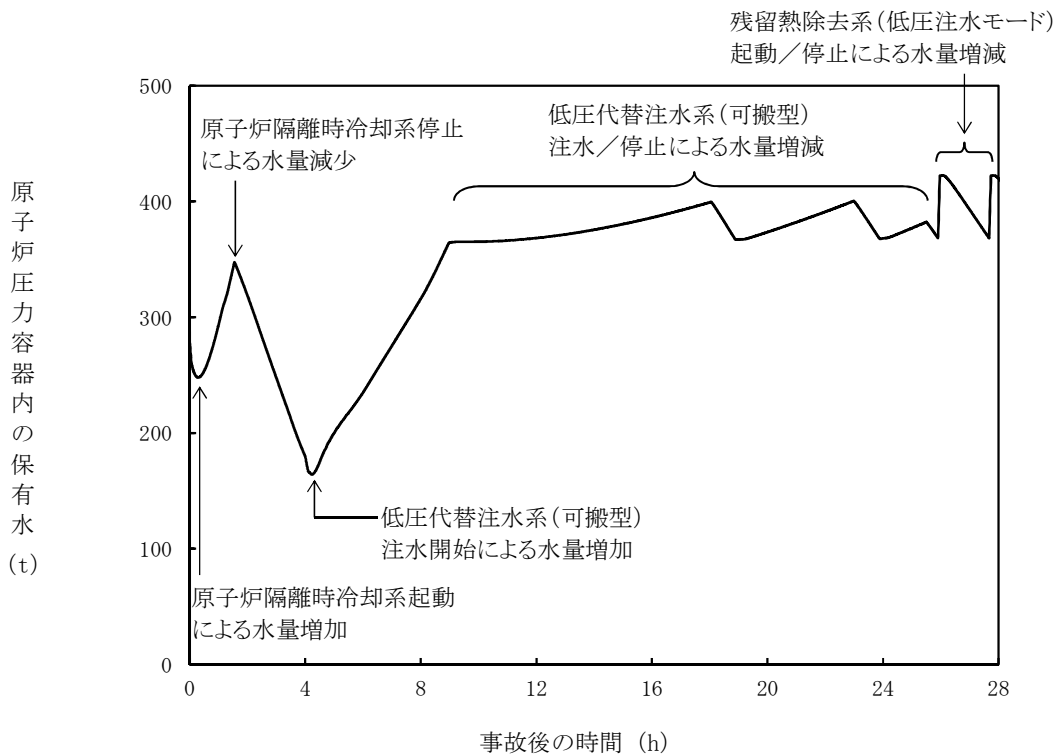


図 2.3.4.12 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

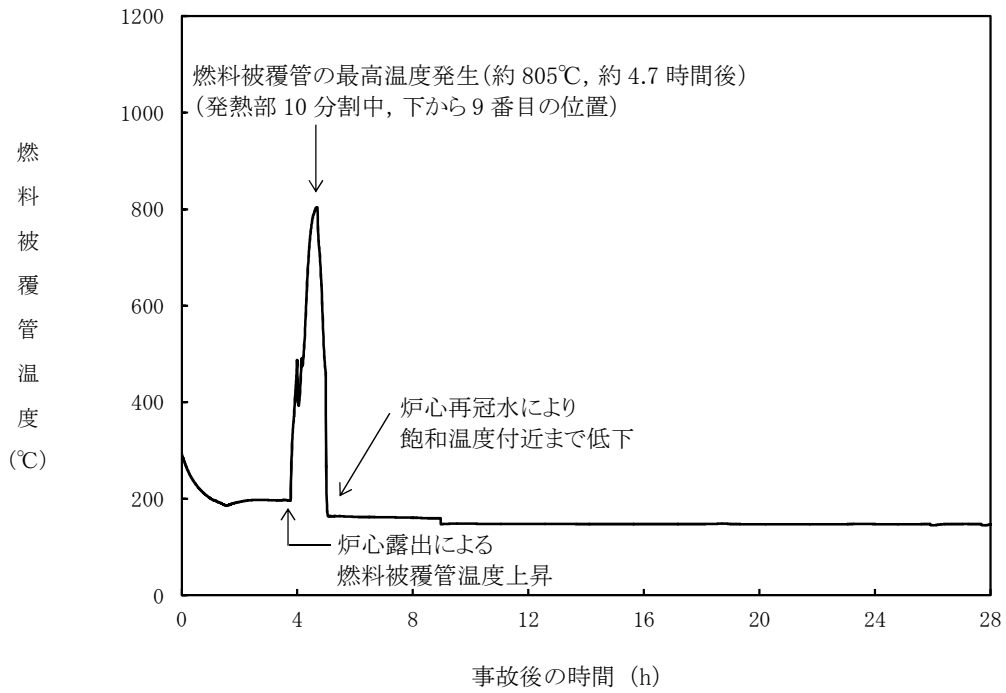


図 2.3.4.13 燃料被覆管温度の推移

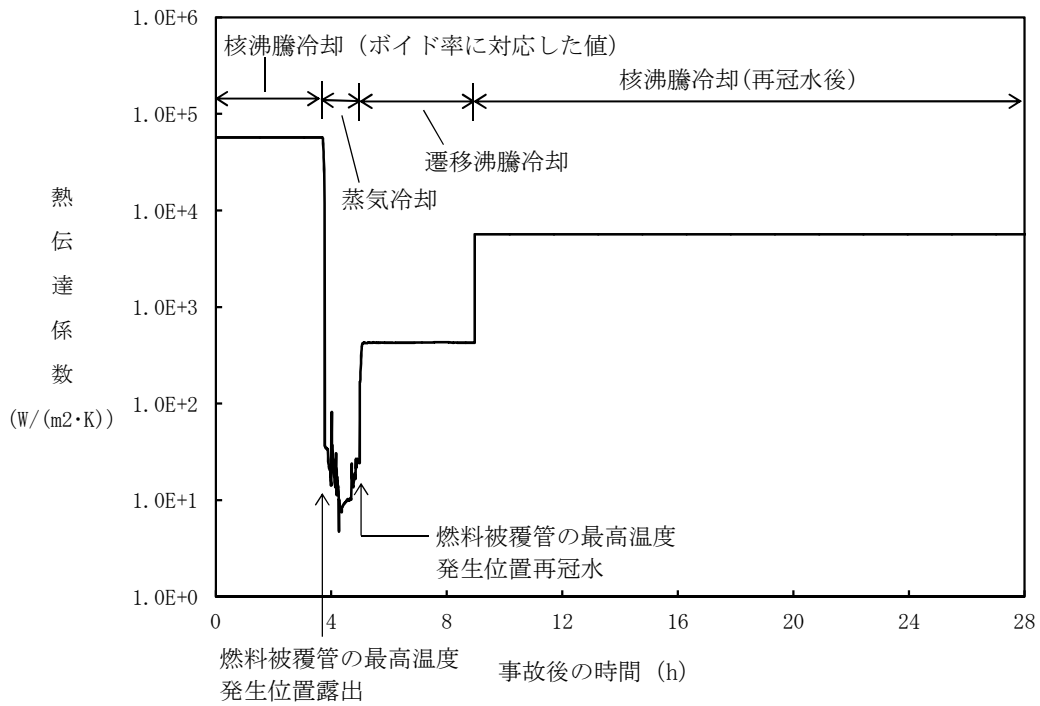


図 2.3.4.14 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

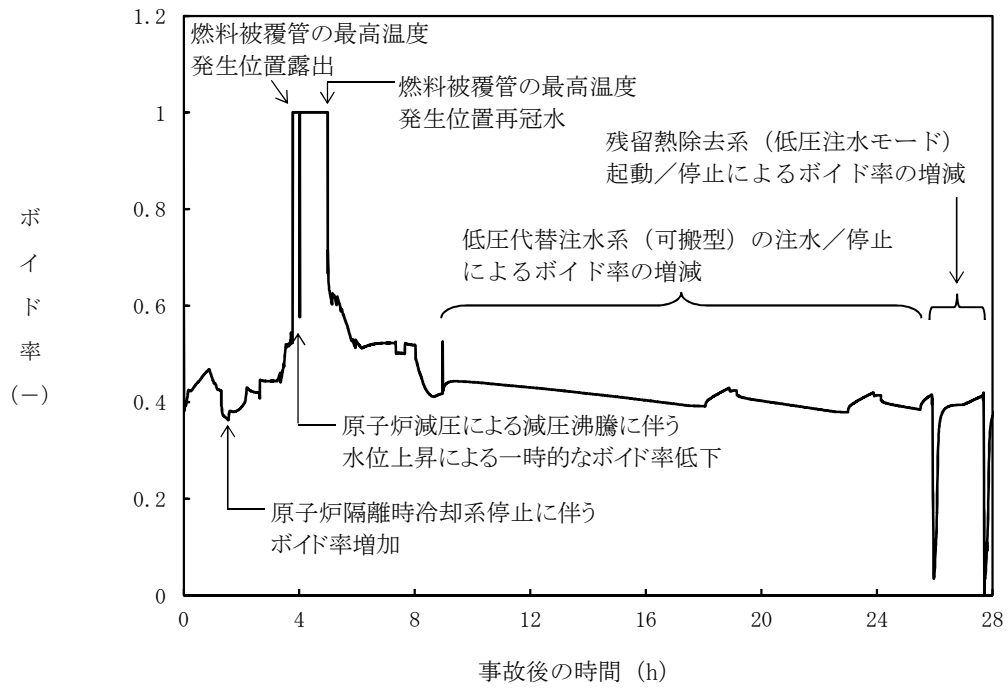


図 2.3.4.15 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

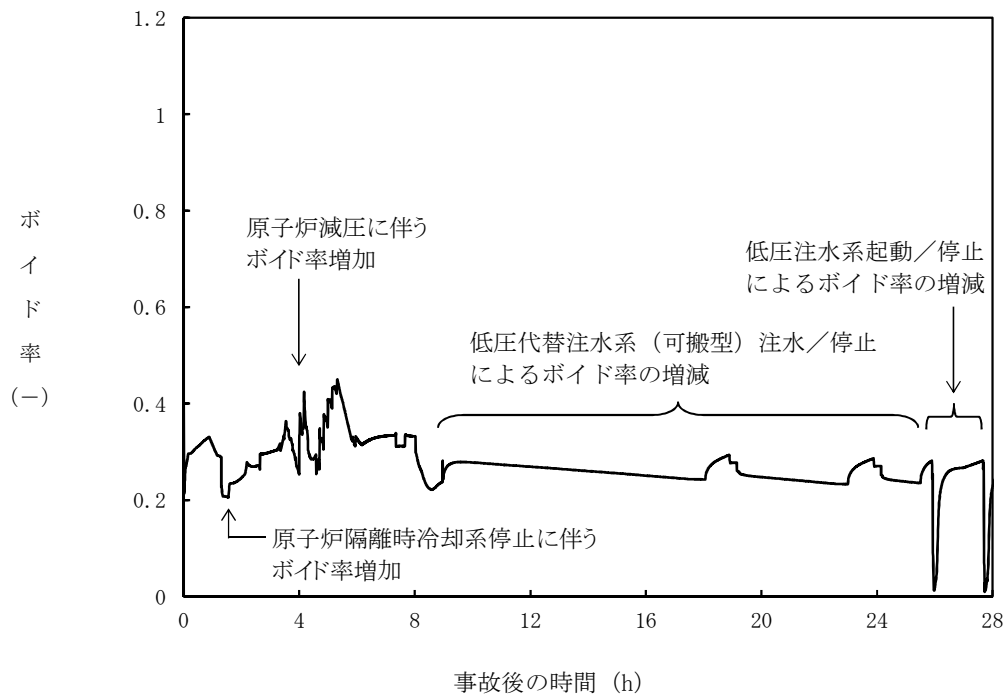


図 2.3.4.16 高出力燃料集合体のボイド率の推移

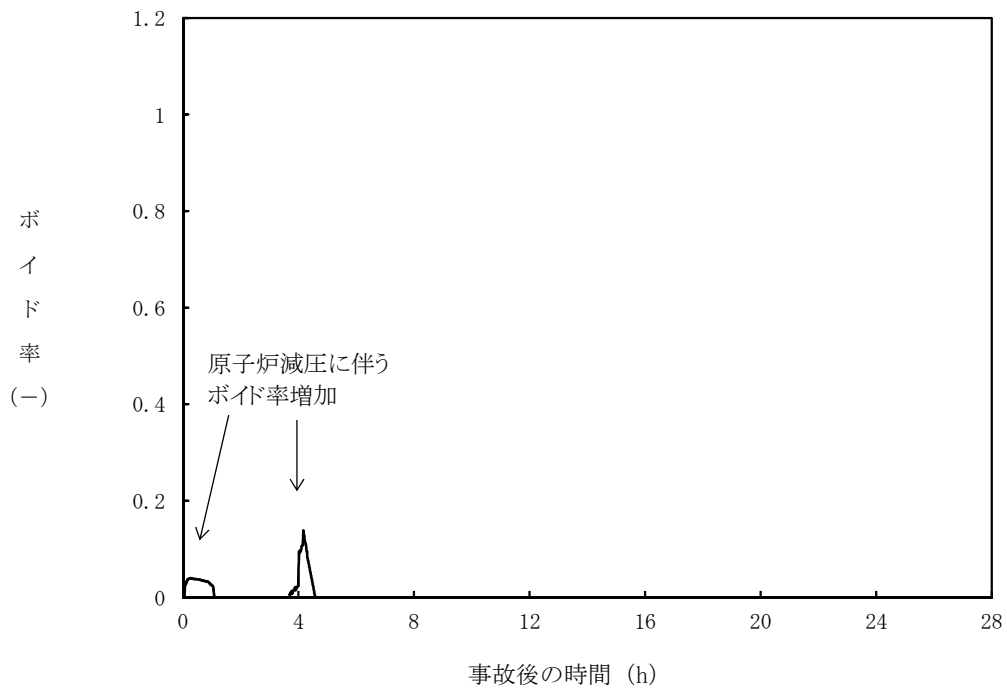


図 2.3.4.17 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

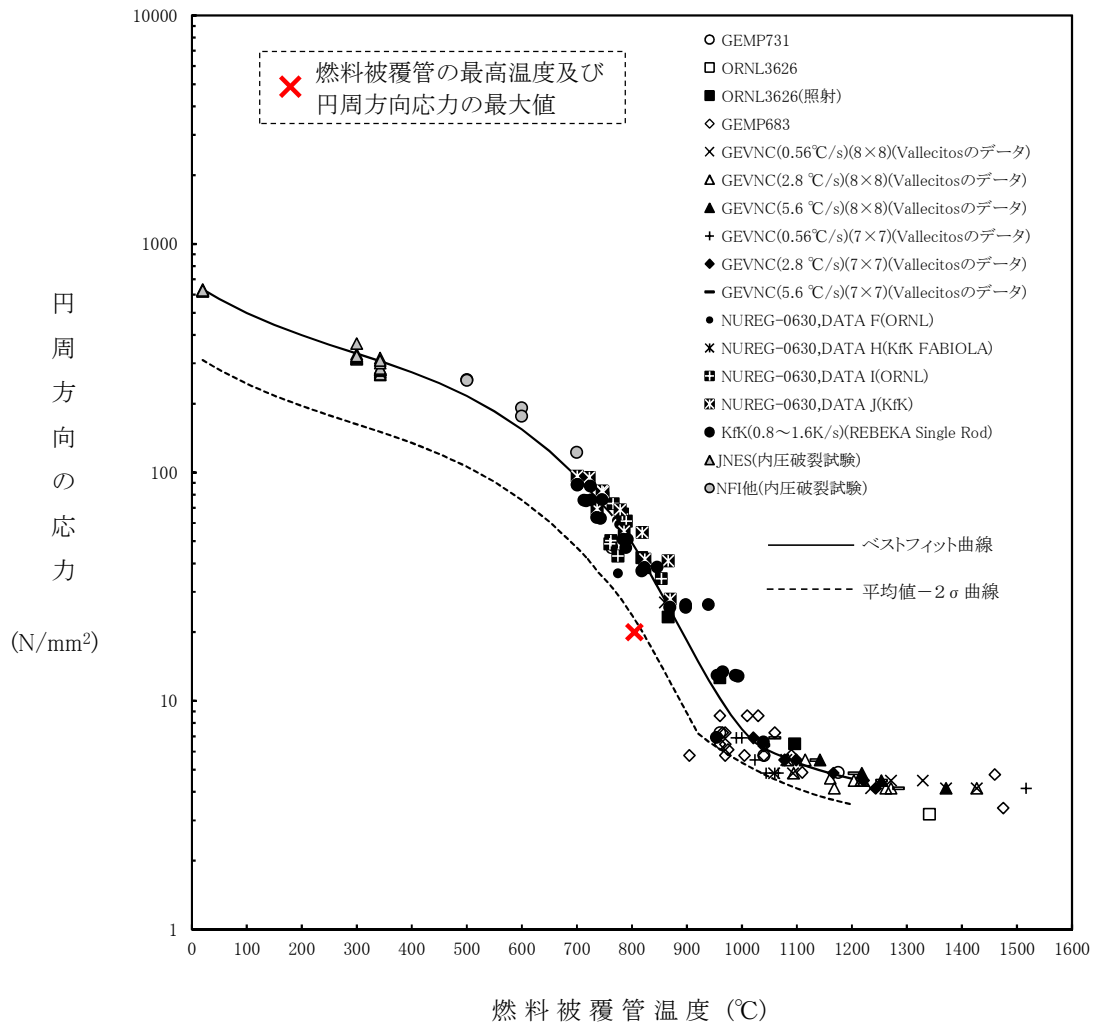


図 2.1.18 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



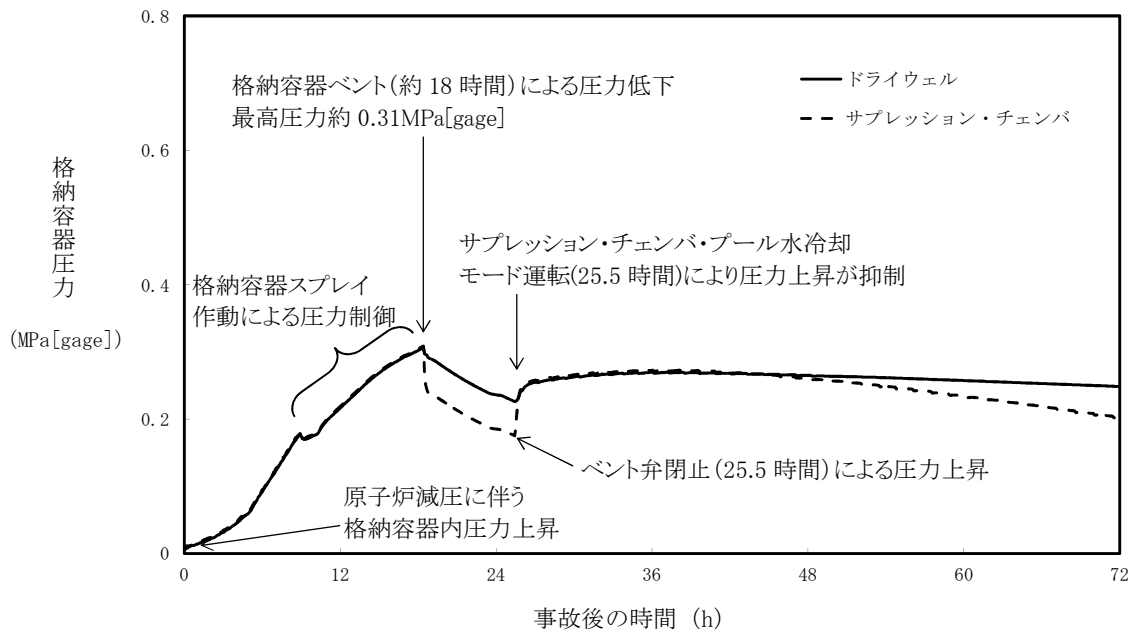


図 2.3.4.19 格納容器圧力の推移

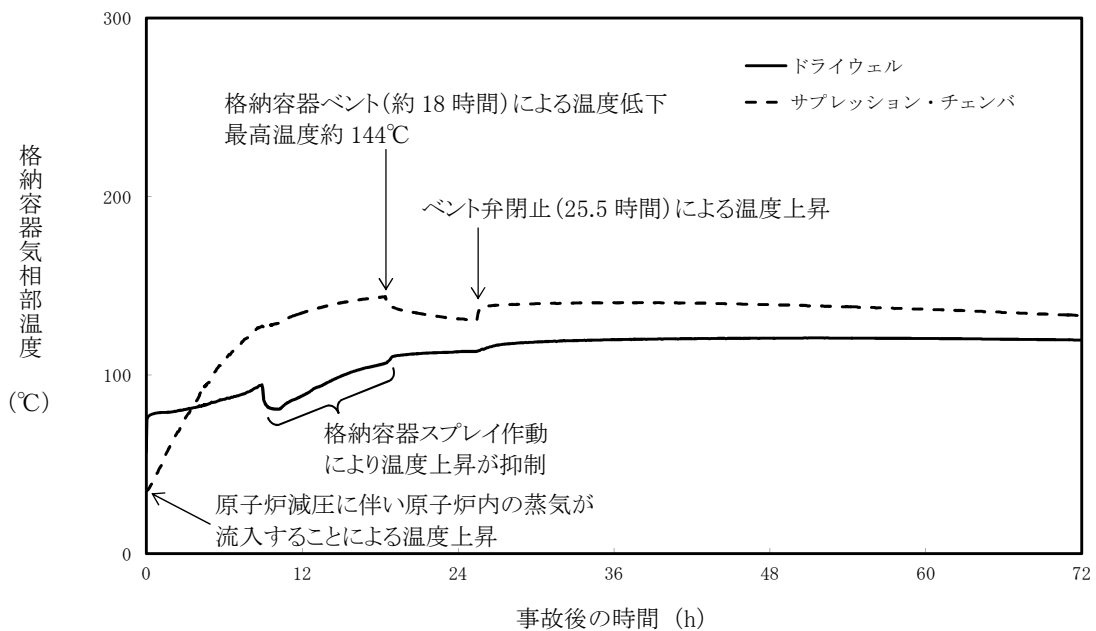


図 2.3.4.20 格納容器気相部温度の推移

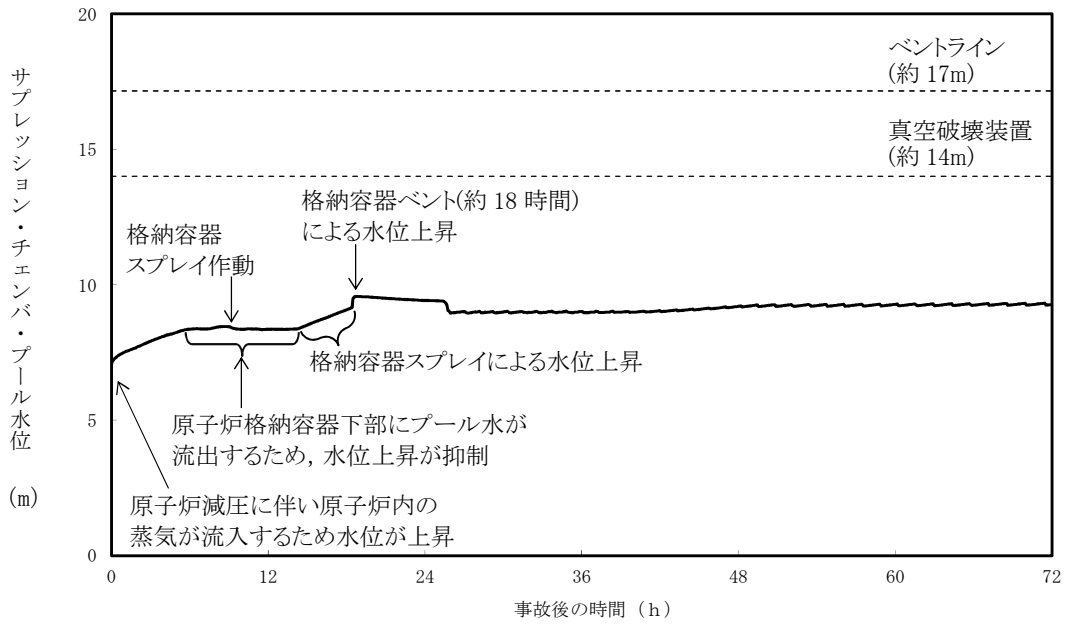


図 2.3.4.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

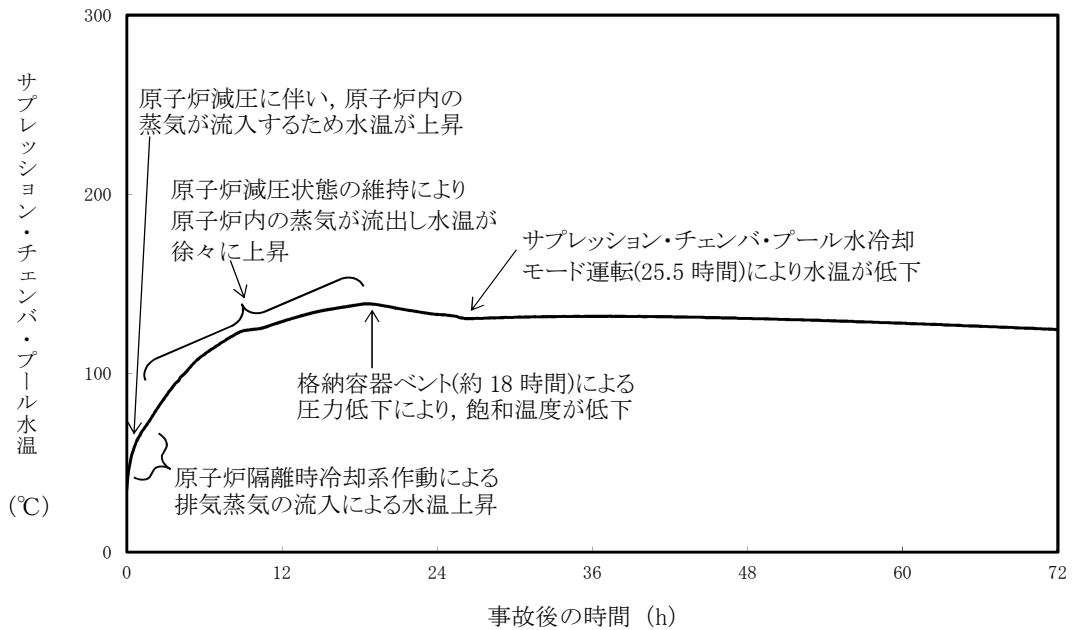


図 2.3.4.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

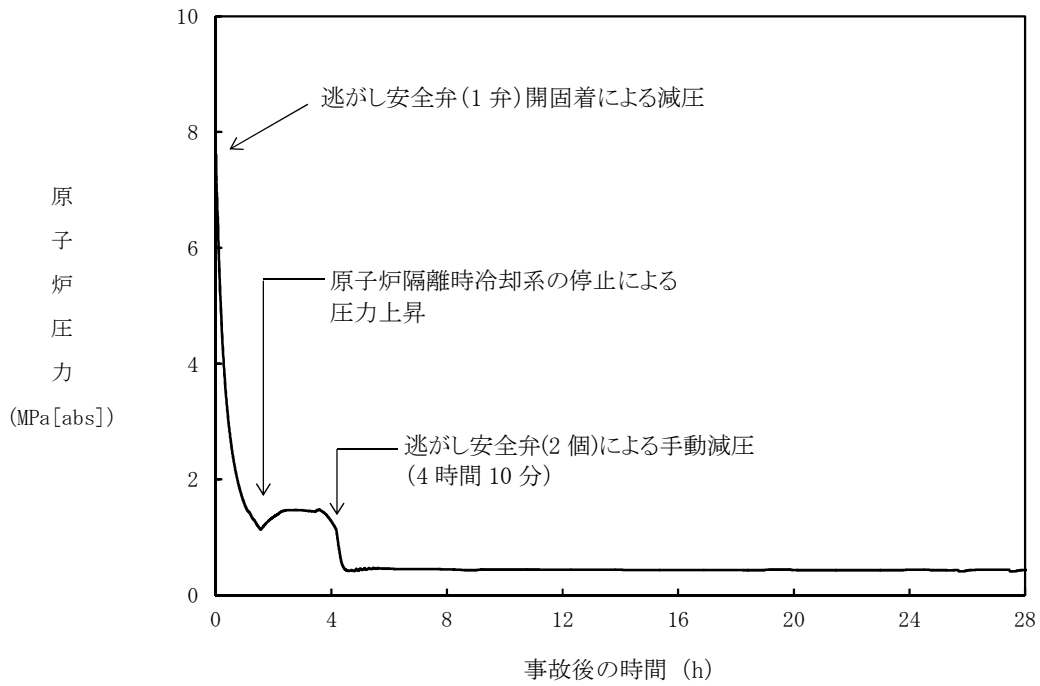


図 2.3.4.23 原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による  
原子炉注水操作 10 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

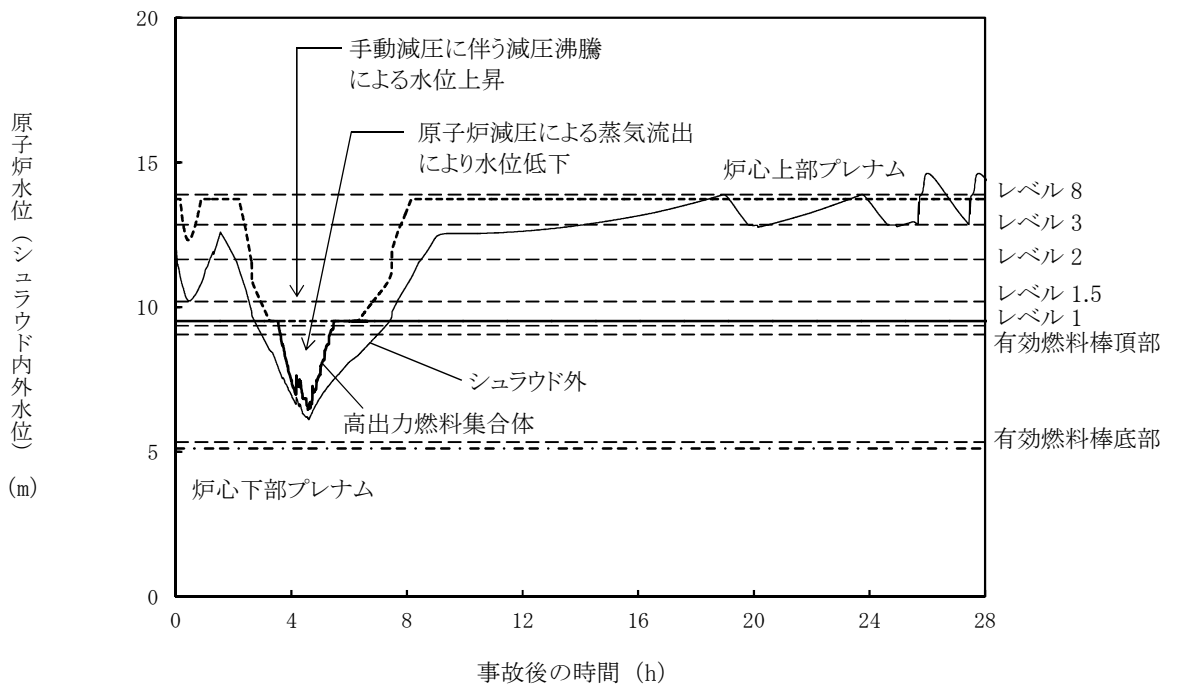


図 2.3.4.24 原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による  
原子炉注水操作 10 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

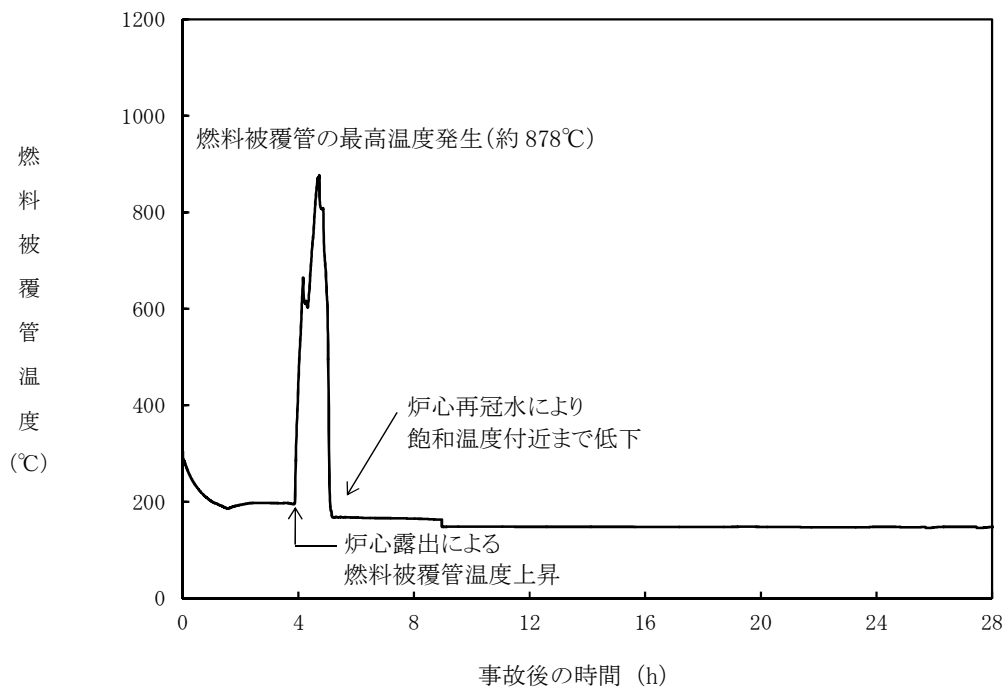


図 2.3.4.25 原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

表 2.3.4.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の閉鎖によって、動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を建屋近傍に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器）
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水補給水系流量（原子炉圧力容器）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

表 2.3.4.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時における重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位個高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（1/6）

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

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（2/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	原子炉隔離時冷却系による注水時： 50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定。
低圧代替注水系（可搬型）による注水時： 40℃		淡水貯水池の水温を参考に設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁 1 個開固着	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定



表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（3/6）

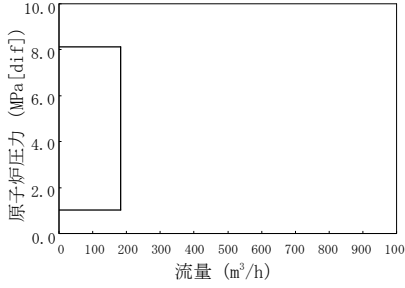
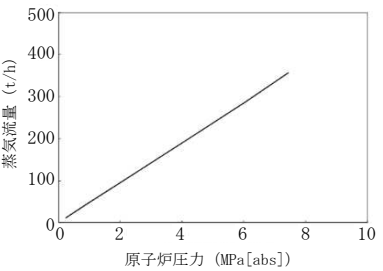
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号 タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12~1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	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	

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（4/6）

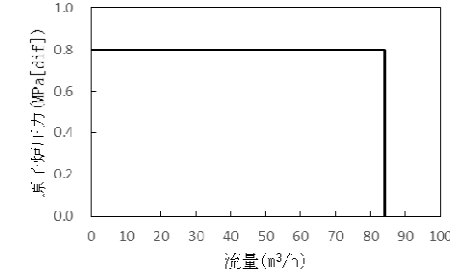
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水特性	
		40m³/h（格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで） 原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	80m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（5/6）

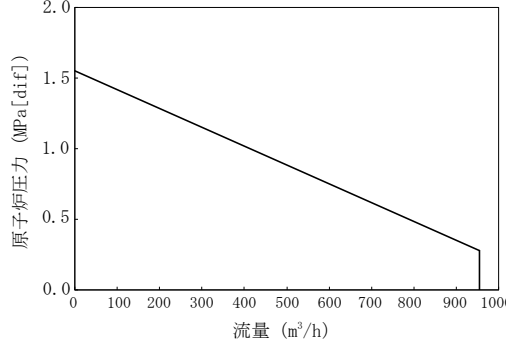
目 項	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	<p>事象発生 25.5 時間後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/h (0.27MPa[dif]) にて注水</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定</p>  <p>残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性</p>
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	<p>熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）</p> <p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（6/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	事象発生 4 時間後	低圧代替注水系（可搬型）の準備時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後 （事象発生から 4 時間後）	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後，代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水の準備時間を踏まえて設定

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）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（1/2）

【SAFER】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	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。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても18時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、概ね保守的な結果を与えるものとする。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで、燃料被覆管温度は解析結果に対して約70℃の余裕があることからその影響は小さい。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再開失敗）（2/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	E C C S 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）

【MAAP】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、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種の不確かさは小さくなると思われる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 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 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗）（1/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート ト下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端 から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定。	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、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。	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより制御されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	7,350m <sup>3</sup> (設計値)	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)を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部: 5,960m <sup>3</sup> 液相部: 3,580m <sup>3</sup>	空間部: 約5,980~約5,945m <sup>3</sup> 液相部: 約3,560~約3,595m <sup>3</sup> (実測値)	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)を設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器容積(ウェットウエル)の液相部(空間部)の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、通常時の液相部の熱容量は約3,600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m <sup>3</sup> 相当分であり、その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器容積(ウェットウエル)の液相部(空間部)の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、通常時の液相部の熱容量は約3,600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m <sup>3</sup> 相当分であり、その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m~約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m <sup>3</sup> 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m <sup>3</sup> 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃~35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器の熱容量は若干大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、その影響は小さい。	



表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約13kPa（約20時間で約270kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約13kPa（約20時間で約270kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	原子炉隔離時冷却系による注水時：50℃ 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：40℃	原子炉隔離時冷却系による注水時：約30℃～約50℃ (実測値) 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：約0℃～約34℃ (実測値)	原子炉隔離時冷却系による注水時：復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：淡水貯水池の水温を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるが、本解析では連続スプレイとすることから運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため、格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約21,400m <sup>3</sup>	21,400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水時は淡水貯水池を水源とするが、淡水貯水池量は十分な水量（約18,000 m <sup>3</sup> ）を供給可能なことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（3/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定。	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定。	
		逃がし安全弁1弁開固着	—	本事故シーケンスにおける前提条件。	
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定。	
機器条件	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）	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。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	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。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	低圧代替注水系（可搬型）	84m <sup>3</sup> /hで原子炉注水（格納容器スプレイ実施前）	84m <sup>3</sup> /h以上で原子炉注水（格納容器スプレイ実施前）	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。
		40m <sup>3</sup> /hで原子炉注水（格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで）	40m <sup>3</sup> /h以上で原子炉注水（格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで）	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定	
		原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御		
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	80m <sup>3</sup> /hにてスプレイ	80m <sup>3</sup> /h以上にてスプレイ	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。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生25.5時間後に手動起動し，954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生25.5時間後に手動起動し，954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[dif]）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。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 4 時間後	<p>【認知】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は, 低圧代替注水系 (可搬型) の準備完了後に操作を開始することから, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため, 操作時間に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事象発生から 4 時間 10 分後 (操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ) までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系 (可搬型) による注水を開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約 878℃となり 1,200℃以下となるため, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。	現場モックアップ等による実績では, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 分で実施可能なことを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 4 時間後	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができず, 更に逃がし安全弁 1 個が開固着により原子炉圧力が低下した場合, 蒸気駆動による原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失し原子炉水位が低下し, 原子炉水位が維持できなくなることから, 注水系統確保のため, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を要請する手順としている。また, 常設代替交流電源設備により非常用高圧系統の電源を回復できない場合, 低圧代替注水系 (常設) による注水確保ができないため, 低圧代替注水系 (可搬型) の準備を開始する手順としている。このため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 低圧代替注水系 (可搬型) の準備操作は, 現場にて低圧代替注水系 (可搬型) の系統構成を行う運転員 (現場) と, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の移動, 敷設を行う専任の緊急時対策要員が配置されている。運転員 (現場) は, 低圧代替注水系 (可搬型) の系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から低圧代替注水系 (可搬型) で使用する可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の保管場所への移動は, 徒歩による移動を想定しても約 1 時間であり操作時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (可搬型) について, 運転員 (現場) の準備操作は二次格納容器内の弁操作及び電動弁の手動操作に移動時間を含めて 95 分を想定している。緊急時対策要員の準備操作は, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース接続等に, 75 分を想定している。また, 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作は, 緊急時対策要員による送水止め弁 1 弁の開操作により開始される。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員の低圧代替注水系 (可搬型) の原子炉注水操作時に, 当該操作に対応する緊急時対策要員に他の操作はなく, 操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要因の安全のために 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	実態の運転操作において低圧代替注水系 (可搬型) の準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり, 原子炉への注水を早める。	実態の操作開始時間が早まった場合, 原子炉への注水を早めることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象発生から 4 時間 10 分後 (操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ) までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系 (可搬型) による注水を開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約 878℃となり 1,200℃以下となるため, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。	緊急時対策要員の緊急時対策所から可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の保管場所へは徒歩による移動を想定し約 1 時間程度である。現場モックアップ等で得られた注水準備と移動時間を考慮すると当該操作に関わる時間は約 115 分で操作完了する見込みを得ている。現場モックアップ等による実績では, 運転員 (現場) の残留熱除去系注入弁の手動操作は, 移動時間含め約 40 分の操作時間で完了し, 原子炉建屋復水積算流量計バイパス弁は, 移動時間含め約 20 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 現場モックアップ等による実績では, 残留熱除去系洗浄水弁の手動操作は, 移動時間含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	淡水貯水池から防火水槽への送水操作	事象発生 4 時間後	淡水貯水池から防火水槽への送水準備時間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 更に逃がし安全弁 1 個が開固着により原子炉圧力が低下した場合, 蒸気駆動による原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失し原子炉水位が低下することは明白であることから, 注水系統確保のため, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を要請する手順としている。また, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) に付随する淡水貯水池から防火水槽への送水準備も実施する。このため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 淡水貯水池から防火水槽への送水操作は, 現場にて淡水貯水池から防火水槽への系統構成及びホース水張りを行う専任の緊急時対策要員が配置されている。緊急時対策要員は淡水貯水池から防火水槽への送水操作を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 淡水貯水池から防火水槽への送水準備は, 緊急時対策要員の徒歩による移動を想定しても, 余裕時間を加えて約 1 時間であり, 操作時間に与える影響はない。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作所要時間に移動時間含め 4 時間で送水開始可能である。</p> <p>【操作所要時間】 淡水貯水池から防火水槽への送水について, 緊急時対策要員の準備操作は淡水貯水池から防火水槽への系統構成, ホース水張りに移動時間を含めて 110 分を想定している。</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員の淡水貯水池から防火水槽への送水操作は, 当該操作に対応する緊急時対策要員に他の操作はなく, 操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員の現場操作は, 操作の信頼性向上や要因の安全のために 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作において淡水貯水池から防火水槽への送水準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり, 原子炉への注水を早める。地震等の外部事象が起因の場合においても, 操作開始時間は解析上の設定と同等であるため, 操作時間に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まった場合, 原子炉への注水を早めることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。地震等の外部事象が起因の場合においても, 操作開始時間は解析上の設定と同等であるため, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事象発生から 4 時間 10 分後 (操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ) までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系 (可搬型) による注水を開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約 878℃となり 1,200℃以下となるため, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。</p>	

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (3/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 電源車, 大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 及び常設代替交流電源設備)	事象発生から6時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	【認知】 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の要請があった時点で一定時間後に給油が必要となることは明白である。このため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 各機器への給油操作については, 現場にて各機器への給油準備作業及び給油作業を行う専任の緊急時対策要員が配置されている。緊急時対策要員は, 各機器への給油準備作業及び給油作業を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 各機器への給油準備作業として, 緊急時対策本部からタンクローリ (4kL) の保管場所への移動は, 徒歩による移動を想定しても約1時間であり操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 各機器への給油について, 緊急時対策要員の給油準備操作は, タンクローリ (4kL) への補給に移動時間を含めて90分, タンクローリ (16kL) への補給に移動時間を含めて120分を想定している。また, 給油作業は, 各機器の燃料が枯渇しない時間間隔以内で実施することとしている。いずれの操作も余裕時間を加味していることから, 操作時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員の各機器への給油作業に, 当該操作に対応する緊急時対策要員に他の操作はなく, 操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員の現場操作は, 操作の信頼性向上や要因の安全のために2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	各機器の使用開始までの時間は, 事象発生から6時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。	有効性評価では, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (6号及び7号炉:各3台), 代替原子炉補機冷却系用の電源車 (6号及び7号炉:各2台) 及び大容量送水車 (熱交換器ユニット用) (6号及び7号炉:各1台), 及び常設代替交流電源設備 (6号及び7号炉で1台) への燃料給油を期待している。各機器への給油準備作業について, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 電源車及び大容量送水車 (熱交換器ユニット用) への燃料給油準備 (現場移動開始からタンクローリ (4kL) への補給完了まで) は, 所要時間90分のところ訓練実績等では約82分, 常設代替交流電源設備への燃料給油準備 (現場移動開始からタンクローリ (16kL) への補給完了まで) は, 所要時間120分のところ訓練実績等では約95分で実施可能なことを確認した。また, 各機器への燃料給油作業は, 各機器の燃料が枯渇しない時間間隔 (許容時間) 以内で実施することとしている。可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) への燃料給油作業は, 許容時間120分のところ訓練実績等では約96分, 電源車及び大容量送水車 (熱交換器ユニット用) への燃料給油作業は, 許容時間120分のところ訓練実績等では約96分, 常設代替交流電源設備への燃料給油作業は, 許容時間540分のところ訓練実績等では約135分であり, 許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時 (約9時間後)	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 0.18MPa [gage]) に到達するのは事象発生約9時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 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操作は, 中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員 (現場) を配置している。運転員 (現場) は代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) の操作期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員 (現場) は, 二次格納容器内へは10分程度で移動可能であり, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系 (可搬型) による単独の原子炉注水から, 低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイの同時注水への切替えは, 運転員 (現場) による電動弁の手動操作に移動時間を含めて120分を想定している。また, 低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) の流量調整に30分を想定している。どちらの操作も余裕時間を加味していることから操作時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 操作時に, 当該操作に対応する運転員 (現場) に他の操作はなく, 操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要因の安全のために2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 運転員 (現場) は, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約9時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では, 運転員 (現場) の残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁の手動操作は, 移動時間含め約40分の操作時間で完了及び原子炉建屋復水積算流量計バイパス弁は, 移動時間含め約20分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 現場モックアップ等による実績では, 残留熱除去系洗浄水弁の手動操作は, 移動時間含め約10分の操作時間で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage] 到達時（約 18 時間後）	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約 18 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは、中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが、現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は、他の作業を兼任しているが、それら作業は事象発生約 12 時間後までに行う作業であり、格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】</p> <p>運転員（現場）は、中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは、通常 10 分程度で移動可能であるが、それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。二次格納施設内までのアクセスルートは、通常 10 分程度で移動可能であるが、それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また、緊急時対策要員は、緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており、また、徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>全交流動力電源喪失時の炉心損傷前の格納容器ベントについて、運転員（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており、十分な時間余裕を確保している。また、二次格納施設内で電動弁の手動操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており、十分な時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は、現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており、十分な時間余裕を確保している。また、格納容器ベント開始操作は、運転員（現場）による格納容器ベント操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作であり、本操作は、格納容器圧力の上昇傾向を監視したうえで、予め準備し格納容器圧力 0.31 MPa[gage] 到達時に実施する。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器ベントの操作時に、当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確かさ】</p> <p>現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生約 18 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予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。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、格納容器の健全性という点では問題とならない。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 18 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。</p> <p>格納容器限界圧力 0.62MPa[gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間であり、約 20 時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p>	<p>現場モックアップ等による実績では、運転員（現場）の伸縮継手を用いた不活性ガス系サブプレッション・チェンバメント用出口隔離弁の手動操作は、移動時間を含め約 31 分の操作時間で完了する見込みを得た。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は、設備設置中のため、同様の弁の手動操作時間を考慮して、移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。</p> <p>格納容器ベント操作は、伸縮継手を用いた不活性ガス系原子炉格納容器耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の手動操作を移動時間を含め約 12 分の操作時間で完了する見込みを得た。</p> <p>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（4/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
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	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	—	—	—	訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、想定と同じ約70分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は、現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員（現場）と、代替原子炉補機冷却系の移動、敷設を行う専任の緊急時対策要員（事故後10時間以降の参集要員）が配置されている。運転員（現場）は、代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車、電源車等は車両であり、牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は、各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて10時間の作業時間を想定しているが、訓練実績を踏まえると、より早期に準備操作が完了する見込みである。また、運転員（現場）の行う現場系統構成は、操作対象が20弁程度であるが、1弁あたりの操作時間に移動時間を含めて10分程度を想定しており、これに余裕を含めて5時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避（想定約4時間）を踏まえても、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため、両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる。	実態の操作開始時間から早まる可能性があり、格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器限界圧力を0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり、約14時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。	訓練実績等より、代替原子炉補機冷却系の移動・配置、フランジ接続、及び電源車のケーブル接続等を含め、想定より早い約7時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。また、運転員（現場）の行う現場系統構成は、想定より早い約4時間で実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生25.5時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作までの時間は、事象発生から25.5時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、残留熱除去系ポンプを起動し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約5分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生25.5時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水の準備時間を踏まえて設定	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）運転操作までの時間は、事象発生から約25.5時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードのための系統構成に約5分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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）

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m<sup>3</sup>

淡水貯水池：約 18,000m<sup>3</sup>

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水  
事象発生後約 1.5 時間までは原子炉隔離時冷却系により 182m<sup>3</sup>/h で注水し，事象発生約 4 時間後からは低圧代替注水系（可搬型）により 84m<sup>3</sup>/h で注水する。

格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した以降は 40m<sup>3</sup>/h で原子炉注水し，原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量で注水する。

②代替格納容器スプレ冷却系（可搬型）による格納容器スプレ  
格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した以降は，80m<sup>3</sup>/h で格納容器スプレを実施する。

③淡水貯水池から防火水槽への移送

事象発生 4 時間後から，淡水貯水池から防火水槽へつながる配管の弁を操作することで必要な水量を防火水槽へ移送する。

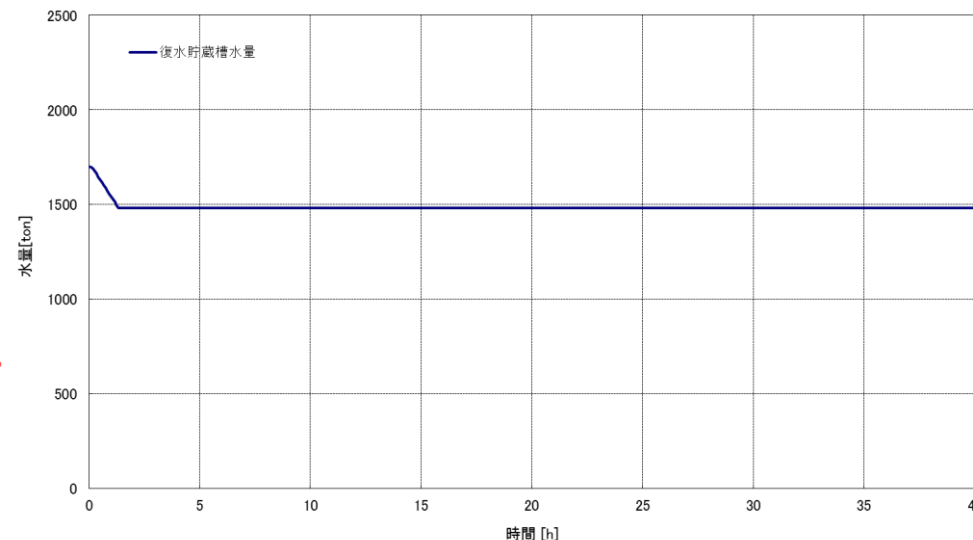
○時間評価

事象発生約 1.5 時間後までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水を実施するため復水貯蔵槽水量は減少するが，それ以降は使用しないことから復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，以降は淡水貯水池を水源として可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により上記流量で原子炉注水及び格納容器スプレを実施するため，枯渇することなく安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

復水貯蔵槽については約 300m<sup>3</sup>の水量が必要になり，淡水貯水池については，事象発生約 4 時間後から約 9 時間後（格納容器スプレ開始）までは 84m<sup>3</sup>/h にて原子炉注水，事象発生約 9 時間後から約 18 時間後（格納容器ベント実施）までは原子炉注水（40m<sup>3</sup>/h）及び格納容器スプレ（80m<sup>3</sup>/h），事象発生約 18 時間後（格納容器ベント実施）から事象発生 25.5 時間後までは炉心を冠水維持可能な注水量（約 40m<sup>3</sup>/h）で原子炉注水を行い，その後は残留熱除去系による原子炉格納容器除熱によって注水は不要となることから，7 日間で合計約 1,800m<sup>3</sup>の水量が必要となるが，十分に水量を確保しているため対応可能である。

$$(300\text{m}^3 + 84\text{m}^3/\text{h} \times (9\text{h}-4\text{h}) + (40\text{m}^3/\text{h}+80\text{m}^3/\text{h}) \times (18\text{h}-9\text{h}) + 40\text{m}^3/\text{h} \times (25.5\text{h}-18\text{h})) \approx 2,100\text{m}^3$$





## 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）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列			合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約1,026kL	6号及び7号炉軽油タンク各約1,020kL及びガスタービン発電機用燃料タンク約200kLの容量(合計)は約2,240kLであり、7日間対応可能。
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台起動。 30L/h×24h×7日×3台=15,120L	空冷式ガスタービン発電機3台起動。※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	代替熱交換器車用 電源車2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	1号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台起動。 30L/h×24h×7日×3台=15,120L	代替熱交換器車用 電源車2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L	大容量送水車(熱交換器ユニット用)1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 178L/h×24h×7日×1台=29,904L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	2号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	3号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	4号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	5号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量(合計)は約1,135kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
その他	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約79kL	
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L				

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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）

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW	3kW
残留熱除去系ポンプ	540kW	540kW
(起動時)	(973kW)	(1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ	90kW	110kW
(起動時)	(181kW)	(192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,049kW	約1,073kW
合計（連続最大負荷）	約2,122kW	
(最大負荷)	(約2,416 kW)	

