

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

## 重大事故等対策の有効性評価について

平成28年12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
- 1.9 参考文献

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 再開失敗
- 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 代替循環冷却を使用する場合
  - 3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合

: 今回のご説明範囲

- 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 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」の特徴及び対応の基本的考え方
- 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)
- 添付資料 2.3.4.3 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 2.3.4.4 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 炉心損傷開始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 3.1.2.2 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 3.1.2.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)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 3.1.2.4 安定状態について (代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.5 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 3.1.2.6 非凝縮性ガスの影響について

- 添付資料 3.1.2.7 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 3.1.2.8 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 3.1.2.9 注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 3.1.2.10 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)：代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.11 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)：代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.12 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)：代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において  
代替循環冷却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 3.1.3.2 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
- 添付資料 3.1.3.3 安定状態について(代替循環冷却を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.4 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  
(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 3.1.3.5 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)：代替循環冷却を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.6 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)：代替循環冷却を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.7 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  
(高圧熔融物放出／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  
(高圧熔融物放出／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力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 とした場合の圧力スパイクへの影響
  
- 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およ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およ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およ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 解析コードおよ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 全交流動力電源喪失

### 2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）

#### 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

##### (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）」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）」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基本的考え方

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）」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。

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。

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より電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード），低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置，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）」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する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器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 2.3.1.1 から図 2.3.1.4 に，手順の概要を図 2.3.1.5 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 2.3.1.1 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34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.1.6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等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

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、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

d. 直流電源切替

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池Aから蓄電池A-2に切替）を実施する。事象発生から、19時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池に切替）を実施することにより24時間にわたって直流

電源の供給を行う。なお、所内蓄電式直流電源設備の切替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、切替操作を実施する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

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入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入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。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、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。

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。

g. 残留熱除去系（低圧注水モード）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。

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。

h. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

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モード（ドライウェル側のみ）に切替えるとともに、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）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。

#### i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウェル側のみ）への切替え後は、低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

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、原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。

### 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、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）」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、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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2.3.1.2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。

(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は原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、182m<sup>3</sup>/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(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) 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、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。

(e) 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）

逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）とする。

(f) 低圧代替注水系（常設）

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウエル側のみ）への切替え後に、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。

(g) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流

量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開※）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（流路面積約 70%開）とする。

(h) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃、海水温度 30℃において）とする。

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は、「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) 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。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。
- (d) 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24時間後に開始する。
- (e) 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・プールの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。
- (f) 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。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

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あたっては、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。

- (a) 事故発生時の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、事故発生時に冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約  $1.3 \times 10^{12}$ Bq となる。
- (b) 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値<sup>※1</sup>である  $3.7 \times 10^{13}$ Bq とし、



(I-131等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \quad \dots \dots \dots (2)$$

- K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数  
( $K=1\text{Sv/Gy}$ )
- D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)
- $Q_{\gamma}$  : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)  
( $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- (h) 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置又は代替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又は代替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 ( $\chi/Q$ ) を  $1.2 \times 10^{-5}$  (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) を  $1.9 \times 10^{-19}$  (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 ( $\chi/Q$ ) は  $6.2 \times 10^{-6}$  (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) は  $1.2 \times 10^{-19}$  (Gy/Bq) とする。
- (i) サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10、格納容器圧力逃がし装置及び代替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。  
(添付資料 2.3.1.1)

(4) 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）<sup>※2</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.1.7から図2.3.1.12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図2.3.1.13から図2.3.1.15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2.3.1.16から図2.3.1.19に示す。

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。

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（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 時間経過するまで直流電源切替（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池）を実施することにより、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できるものとする。この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）での自動

起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。

（添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.3）

事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復する。

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、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。また、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、真空破壊装置の機能は維持される。この点と、蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

※2 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。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.3.1.13 に示すとおり、初期値（約 310℃）を上回ることなく、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 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、図 2.3.1.7 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、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°C 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。

(添付資料 2.3.1.4)

図 2.3.1.8 に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.3.1.5)

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約  $9.9 \times 10^{-3}$ mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約  $4.9 \times 10^{-2}$ mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「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。

### 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

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)」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、所内蓄電式直流電源設備切替操作(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操作(A-2→AM)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 2.3.1.6）

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 2.3.1.6）

## (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2.3.1.2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（常設）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2.3.1.6）

(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と考えられるが、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（約310℃）を上回ることはないことから、上記の不確かさが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。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなり、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2.3.1.6）

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

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替操作であり、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ため問題とならない。

操作条件の格納容器圧力逃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。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（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ため問題とならない。

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2.3.1.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（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。

操作条件の格納容器圧力逃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。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（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。

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る。この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。

(添付資料2.3.1.6)

### (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。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (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16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。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (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ため、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、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、4時間程度の準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料2.3.1.6)

### (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。

#### 2.3.1.4 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）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.1.1 (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34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）」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。

###### a. 水源

原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約1,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約3,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、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。

（添付資料 2.3.1.7）

###### 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の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約10kL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可搬型大容量送水ポンプについては、保守的に事象発生直後からの可搬型大容量送水ポンプ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1,093kL）

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、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 2.3.1.8）

#### 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2,342kW（6号炉：約1,159kW、7号炉：約1,183kW）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、必要負荷に対して電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離し及び蓄電池の切替等を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.9）

#### 2.3.1.5 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）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」に対す

る炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、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及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）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）」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）」について有効性評価を行った。

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、逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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）」において、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」に対して有効である。

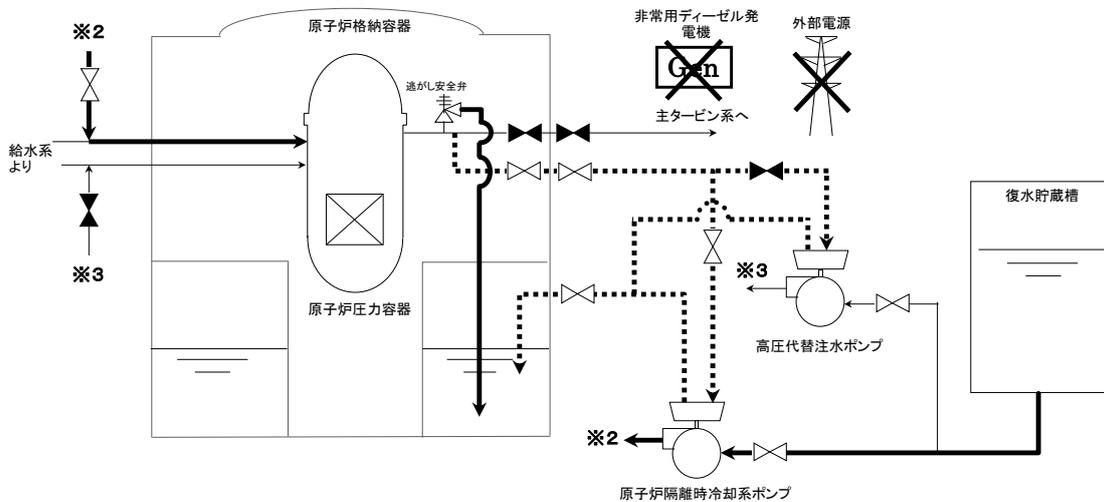


図 2.3.1.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）  
（原子炉注水）

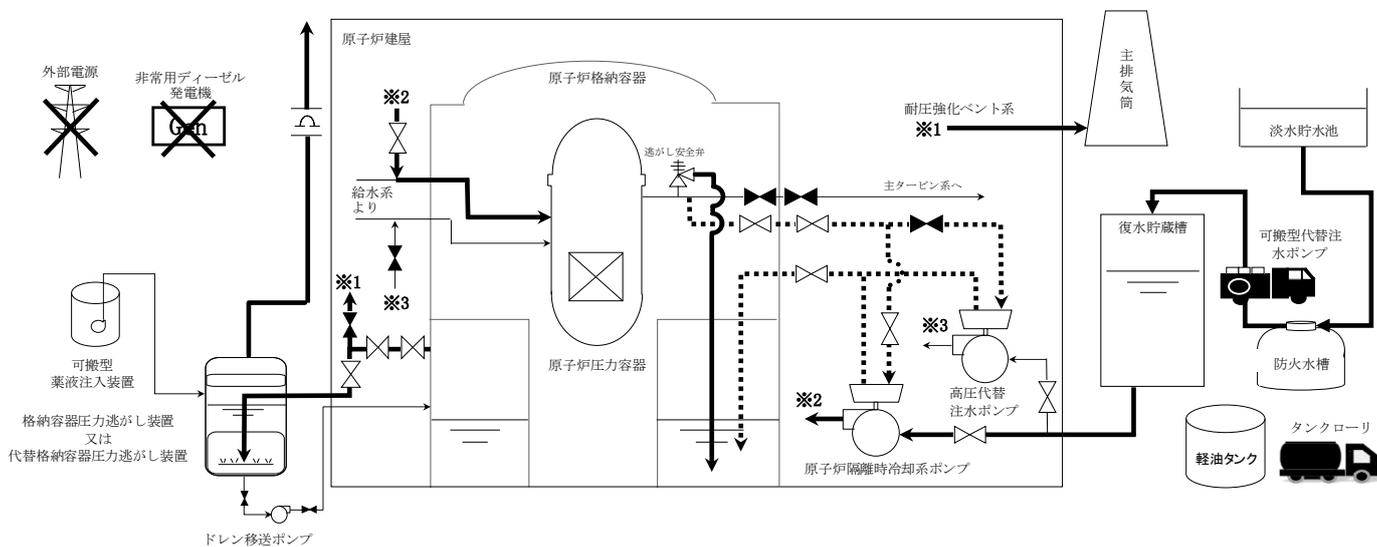
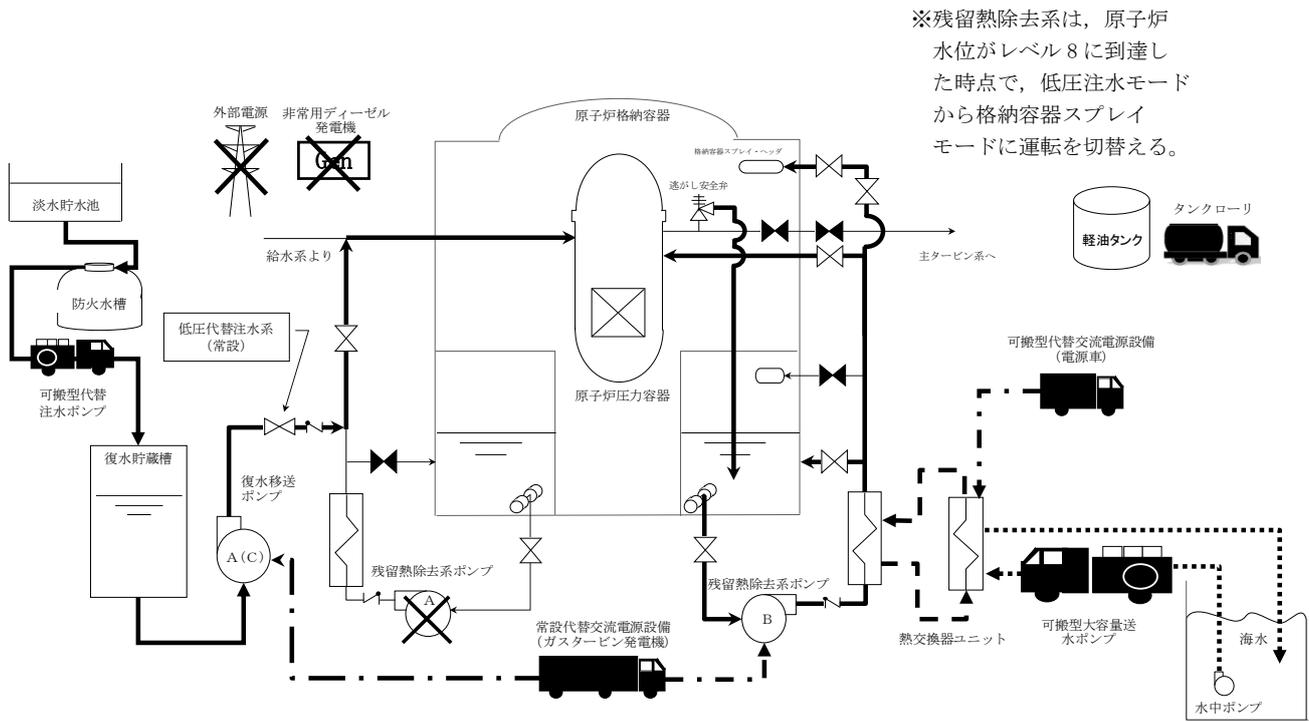
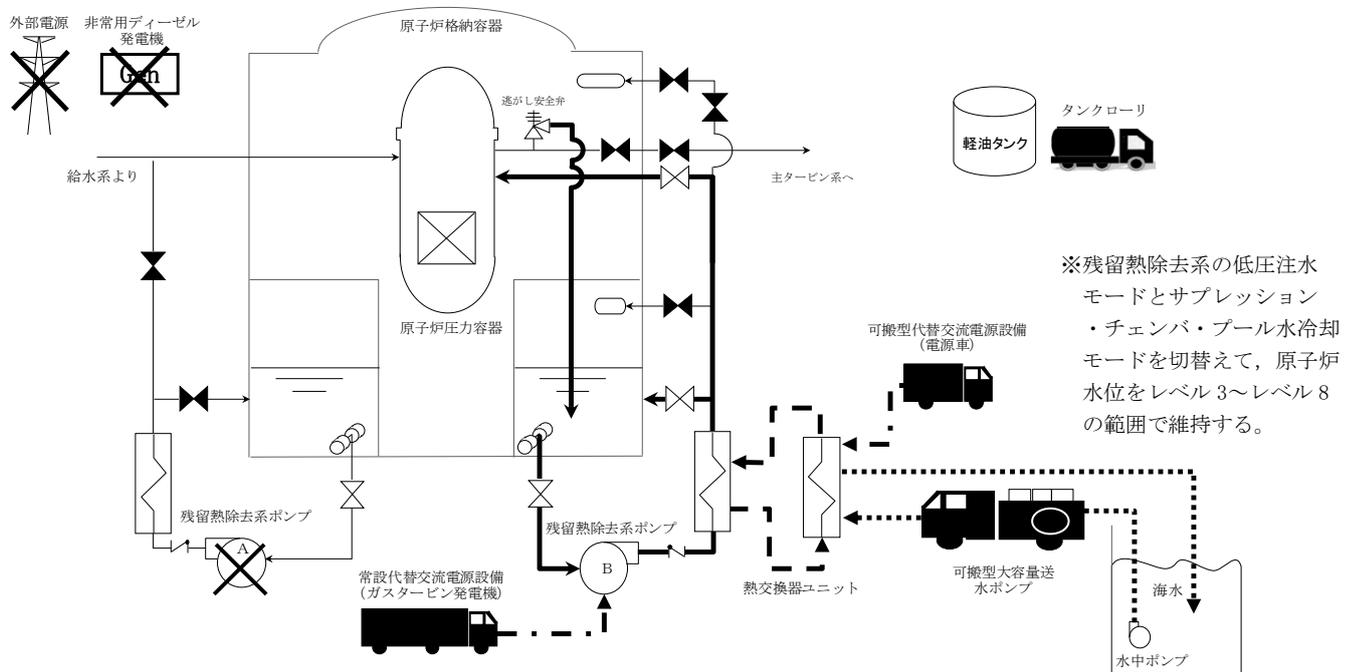


図 2.3.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレッドモードに運転を切替える。

図 2.3.1.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の重大事故等対処設備の概略系統図（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）



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

図 2.3.1.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）  
（原子炉格納容器除熱）

(解析上の時間)

(0分)

(約3分後)

(約10分後)

(約50分後)

(約8時間後)

(約16時間後)

(約19時間後)

(24時間後)

(24時間後)

※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、全ての所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となった場合

※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する

※3 原子炉隔離時冷却系はレベル2からレベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する

※4 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系統(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

※5 サプレッションプール水位高NW+50mm到達中に、格納容器圧力高13.7kPa[gage]信号が発生すると、原子炉隔離時冷却水の吸込弁が自動で切り替わる。具体的には、サプレッション・チェンバ側吸込弁が「全開」し、復水貯蔵槽側吸込弁が「全閉」することにより切り替わる

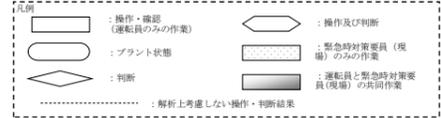
※6 原子炉格納容器除熱機能が喪失している場合は、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。実際の操作においては、自動切替前に原子炉隔離時冷却系水源切替SWを「CSP」位置にすることにより、自動切替を阻止することができる

※7 所内蓄電式直流電源設備を蓄電池Aから蓄電池A-2へ切り替える

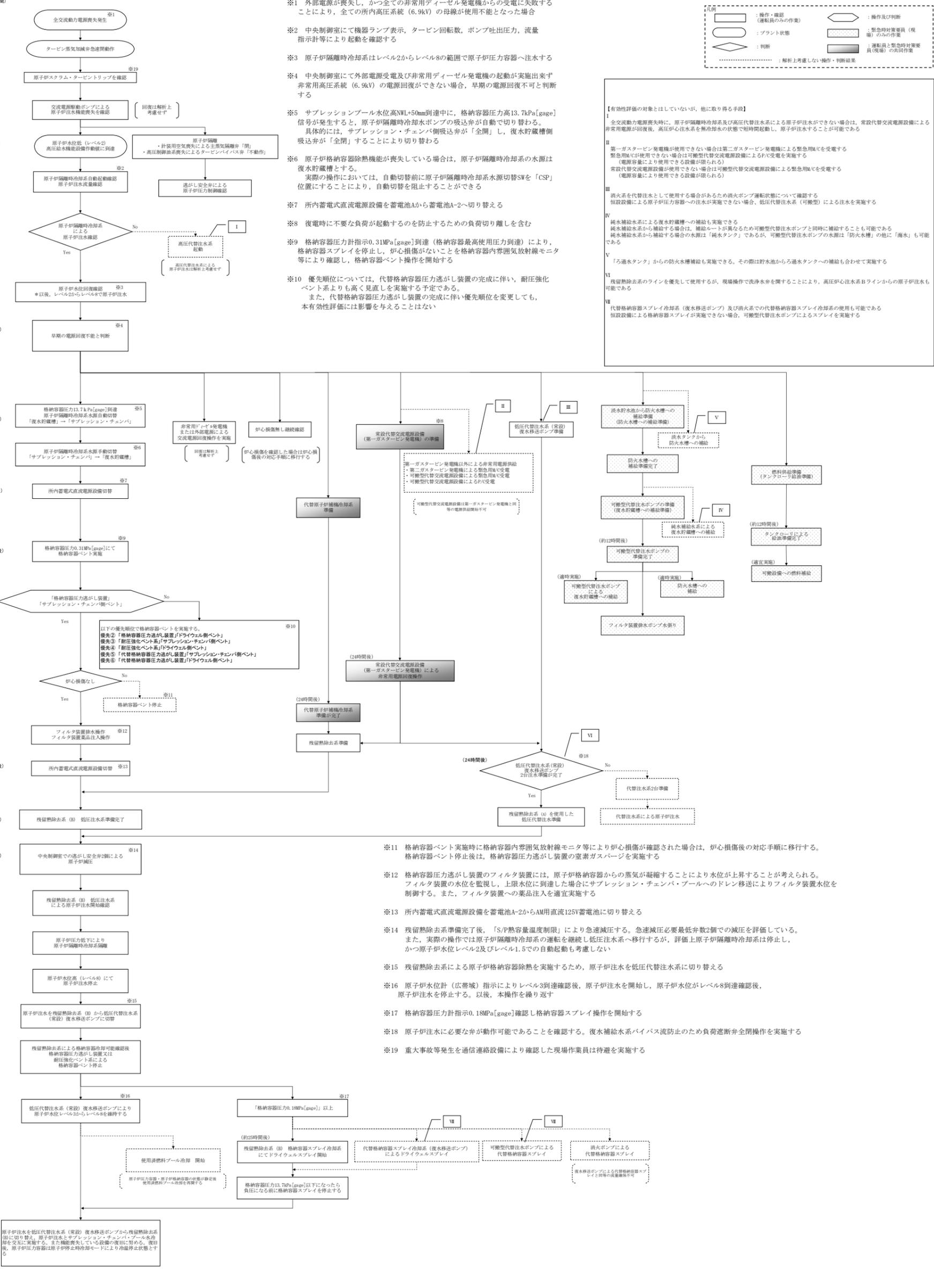
※8 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

※9 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、格納容器スプレイを停止し、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線モニタ等により確認し、格納容器ベント操作を開始する

※10 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



2.3.1-21



- ※11 格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線モニタ等により炉心損傷が確認された場合は、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要素ガスバージを実施する
- ※12 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プレッション・チェンバ・プールへ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
- ※13 所内蓄電式直流電源設備を蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池に切り替える
- ※14 残留熱除去系準備完了後、「S/P熱容量温度制限」により急減圧する。急減圧必要最低弁数2個での減圧を評価している。また、実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧注水系へ移行するが、評価上原子炉隔離時冷却系は停止し、かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない
- ※15 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施するため、原子炉注水を低圧代替注水系に切り替える
- ※16 原子炉水位計(広帯域)指示によりレベル3到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す
- ※17 格納容器圧力計指示0.18MPa[gage]確認し格納容器スプレイ操作を開始する
- ※18 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。復水補給系パイパス流防止のため負荷遮断弁全開操作を実施する
- ※19 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

図 2.3.1.5 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)時の対応手順の概要

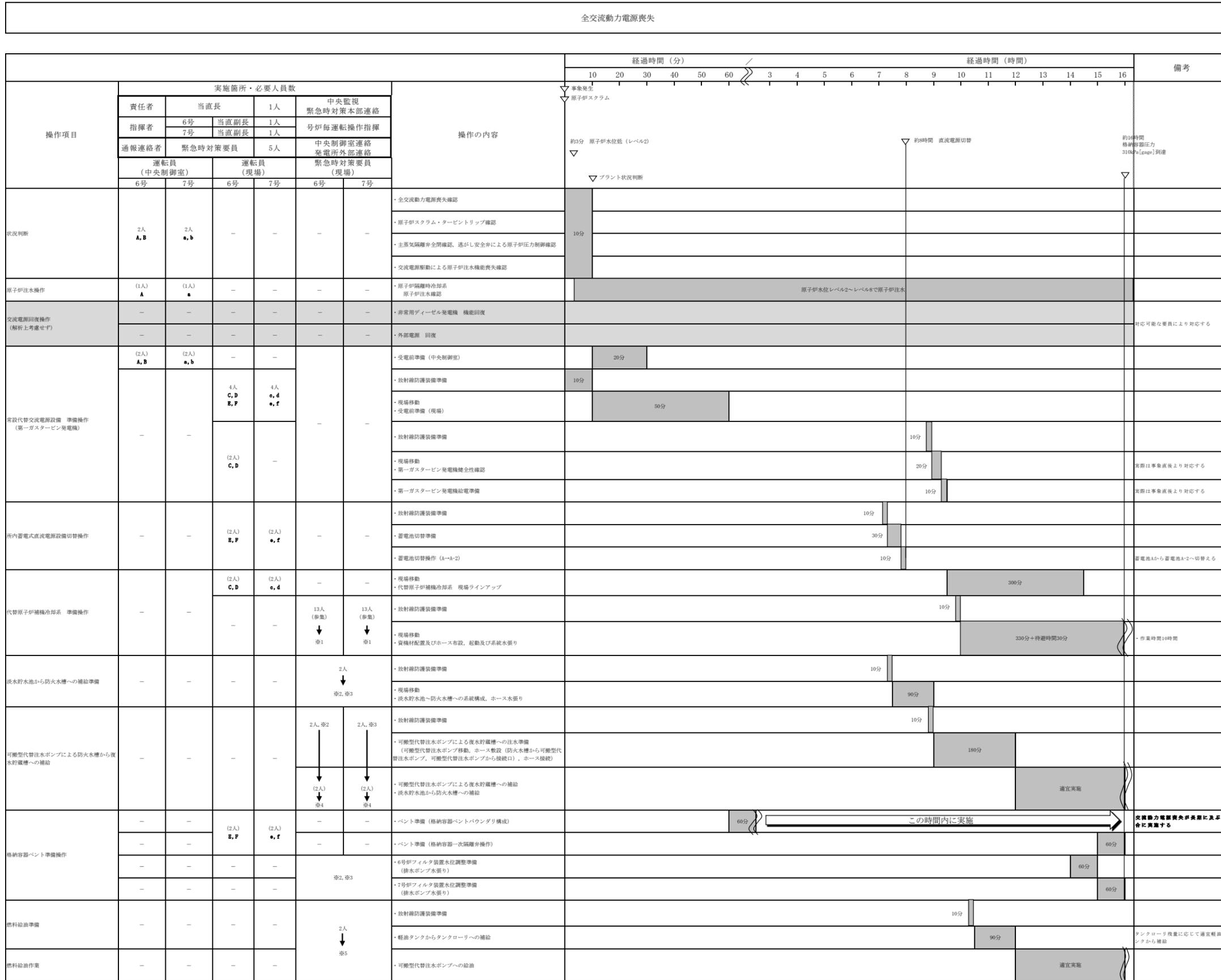


図 2.3.1.6 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) 時の作業と所要時間 (1/2)

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）										備考			
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		26	27	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	約16時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達												24時間 第一ガスタービン発電機による給電開始、 残留熱除去系ポンプ起動	
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) B, F	(2人) C, F	-	-	・ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作)	60分													
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・ベント状態監視														
	-	-	(2人) B, F	(2人) C, F	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	60分													
	-	-	-	-	4人 (参集)	4人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置H測定														中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
	-	-	-	-	-	-	・フィルタ装置薬液補給														中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
燃料給油準備	-	-	-	-	※2, ※3		・軽油タンクからタンクローリへの補給													120分	
燃料給油作業	-	-	-	-	※2, ※3 (2人)		・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
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	※1 (13人)	※1 (13人)	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り													270分+待避時間30分	
	-	-	-	-	※6, ※7	※6, ※7															作業時間10時間
燃料給油準備	-	-	-	-	※6		・軽油タンクからタンクローリへの補給													90分	
燃料給油作業	-	-	-	-	※6 (2人)		・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油														適宜実施
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※7 (3人)	※7 (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視														適宜実施
所内蓄電池直流電源設備切替操作	-	-	(2人) B, F	(2人) C, F	-	-	・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-	-	-	・蓄電池切替準備	30分													蓄電池4-2からAM用蓄電池へ切り替える 多量発生19時間後
	-	-	-	-	-	-	・蓄電池切替操作 (A-2→AM用)	15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)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・放射線防護装備準備													10分	
	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機起動、給電													20分	
常設代替交流電源設備 運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 運転状態監視													5分	
	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備													10分	
	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 運転状態監視														適宜実施
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C 受電確認													20分	
	-	-	(2人) B, F	-	-	-	・放射線防護装備準備													10分	
	-	-	-	-	(4人) C, D, E, F	-	・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 MCC (D) 受電													10分	
	-	-	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 MCC (C) 受電													10分	
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・残留熱除去系ポンプ起動													15分	
原子炉急減圧操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・速がし安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水													5分	
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ													15分	
	-	-	(2人) C, D	(2人) E, F	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替													30分	
低圧注水モードから 低圧代替注水系 (常設) 切替	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水開始													5分	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作														原子炉水位はレベル3~レベル4維持
格納容器ベント停止操作	-	-	(2人) B, F	(2人) C, F	-	-	・格納容器ベント停止操作													30分	
格納容器スプレイ冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・格納容器スプレイ弁操作														格納容器圧力は13.7~180kPa[gage]維持
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) E, F	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離													60分	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成													30分	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動													30分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水櫃から復 水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※4 (2人)	※4 (2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水櫃への補給														現場確認中断 (一時待避中)
燃料給油作業	-	-	-	-	※5 (2人)		・可搬型代替注水ポンプへの給油														現場確認中断 (一時待避中)
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	10人 (参集要員34人)																

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

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

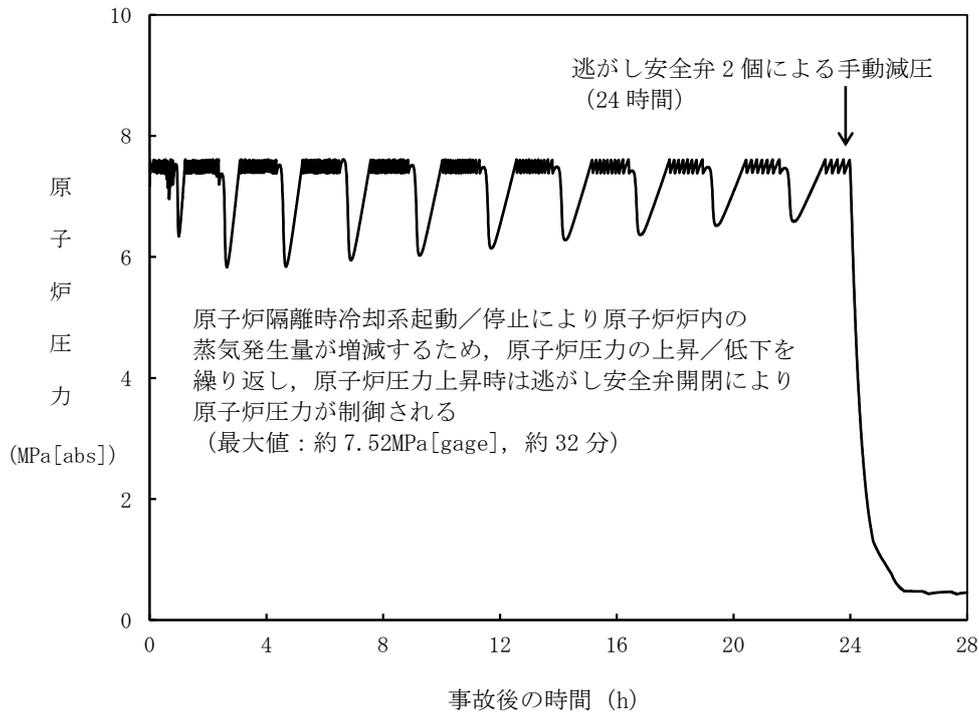


図 2.3.1.7 原子炉圧力の推移

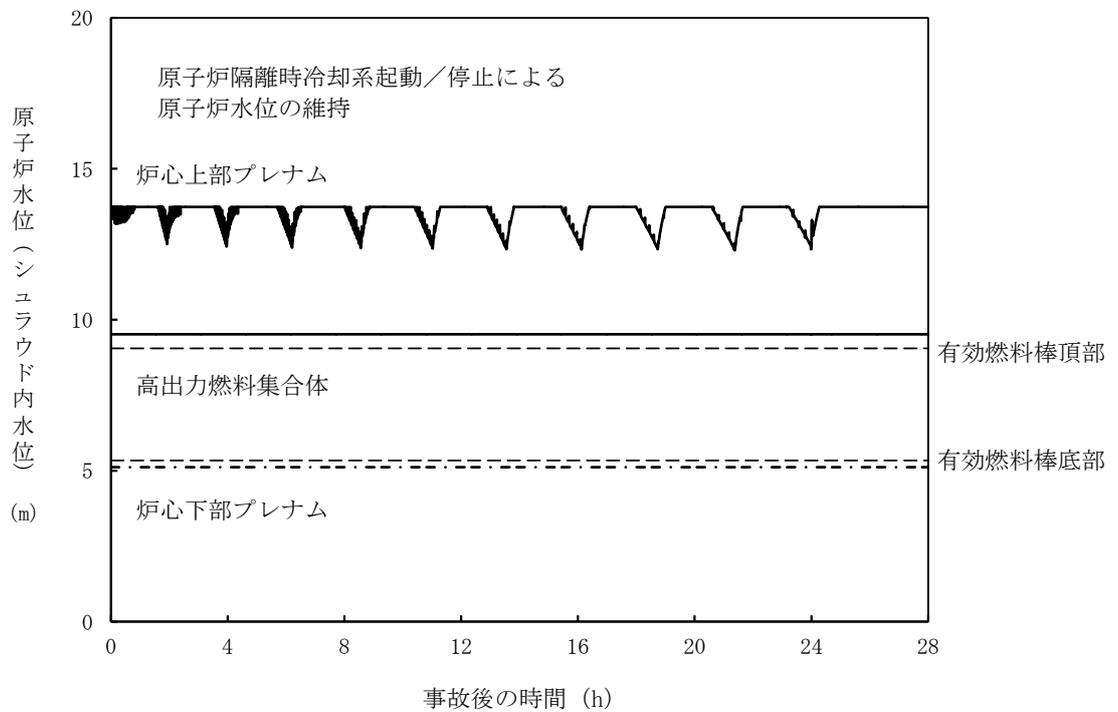


図 2.3.1.8 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

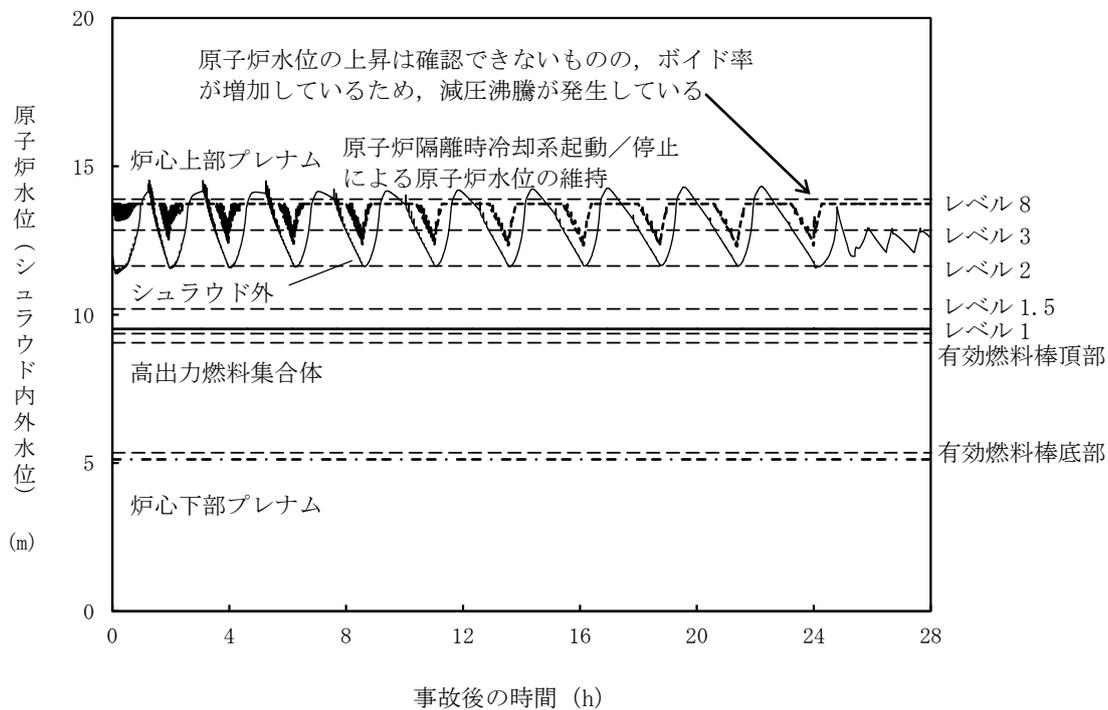


図 2.3.1.9 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

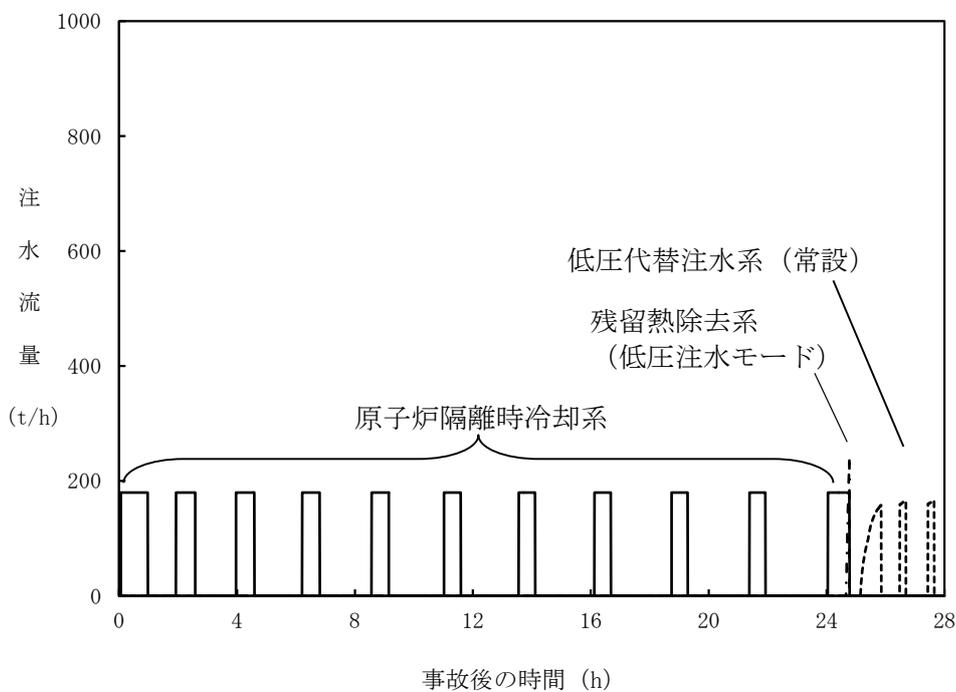


図 2.3.1.10 注水流量の推移

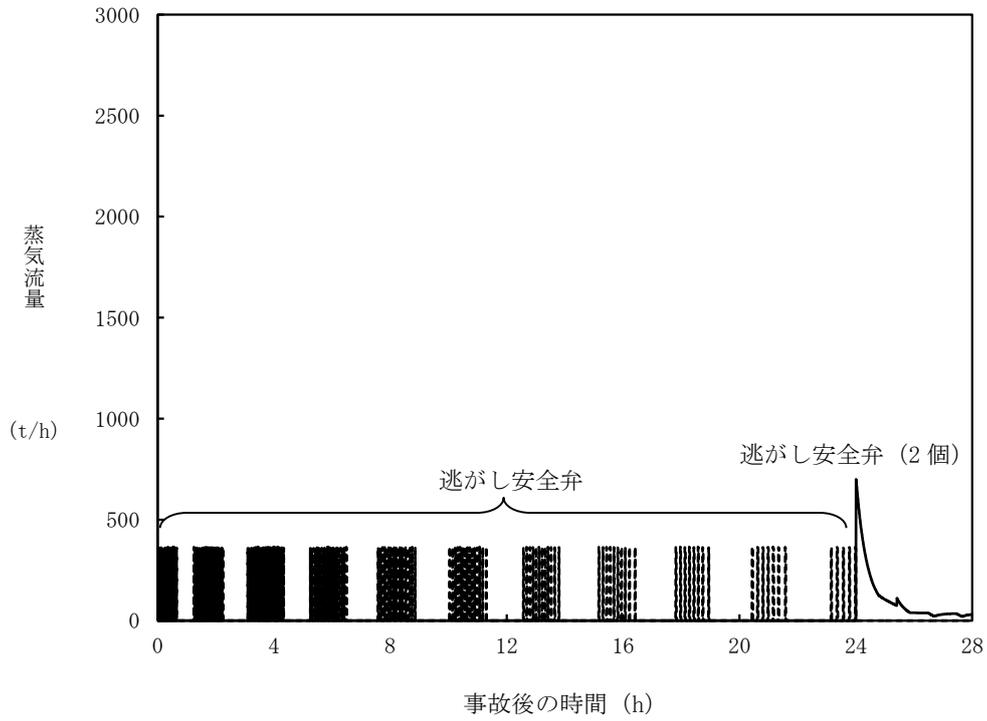


図 2.3.1.11 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

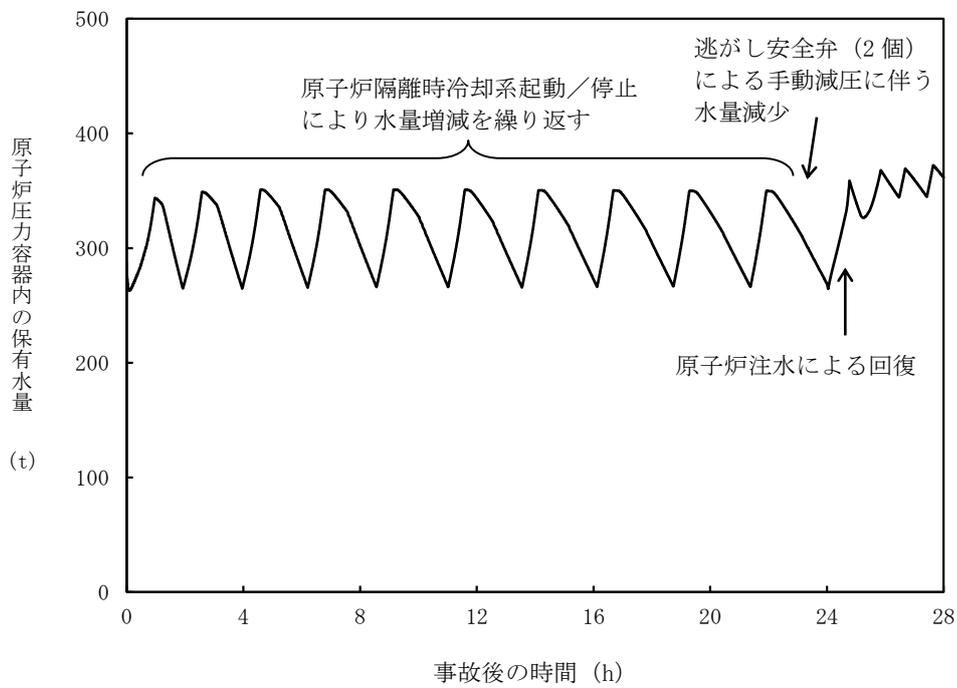


図 2.3.1.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

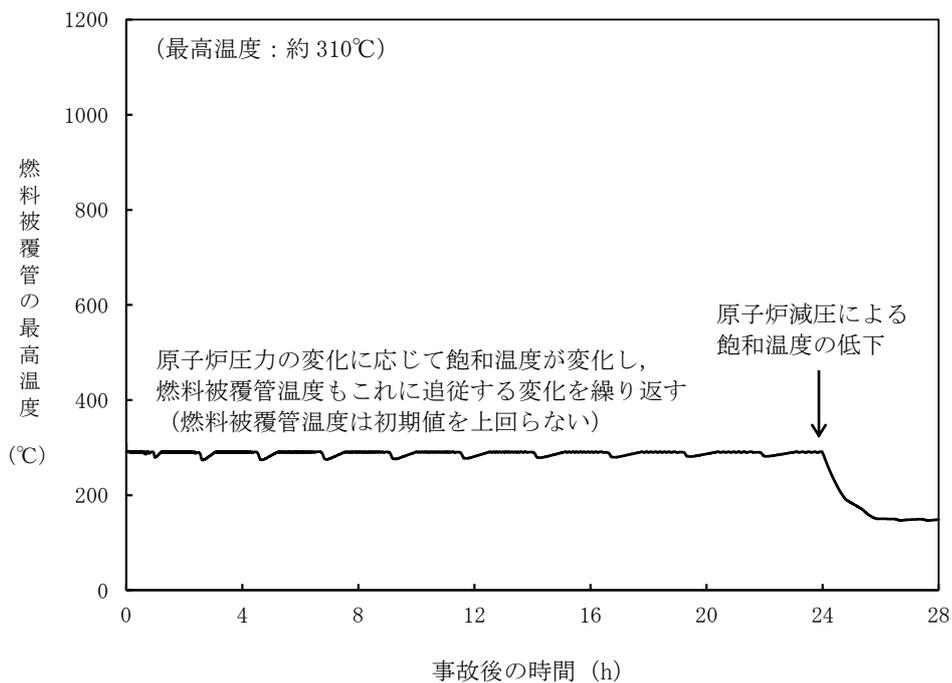


図 2.3.1.13 燃料被覆管温度の推移

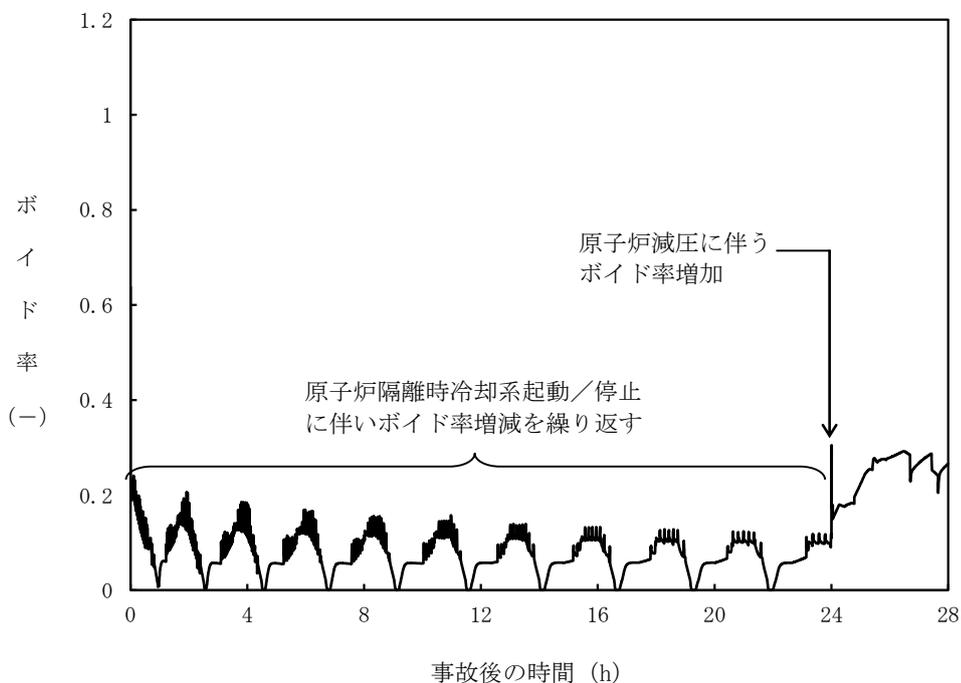


図 2.3.1.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

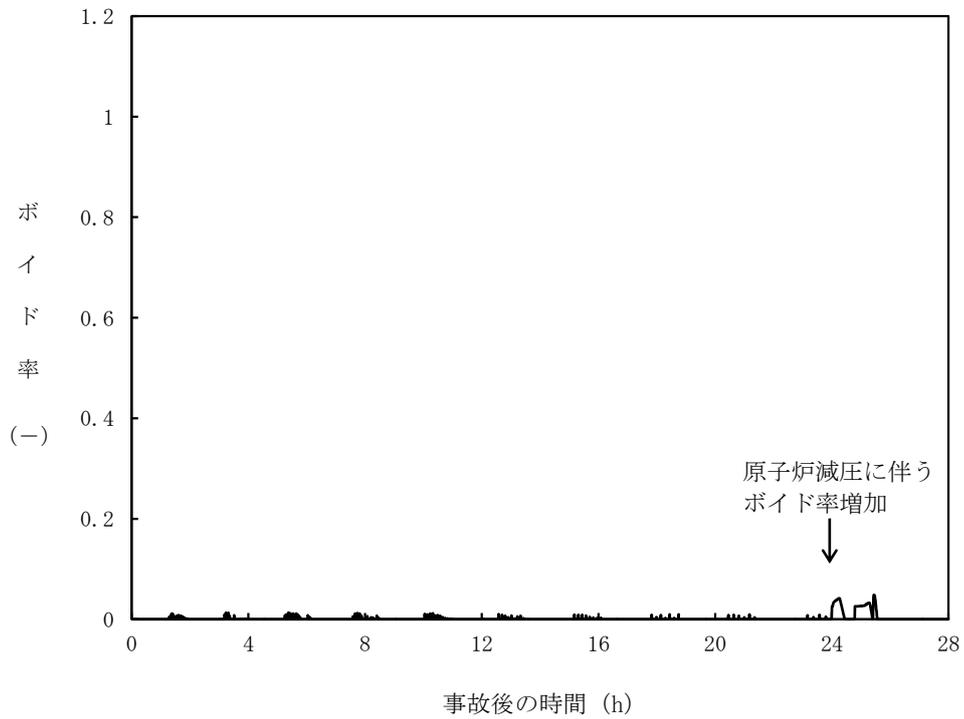


図 2.3.1.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

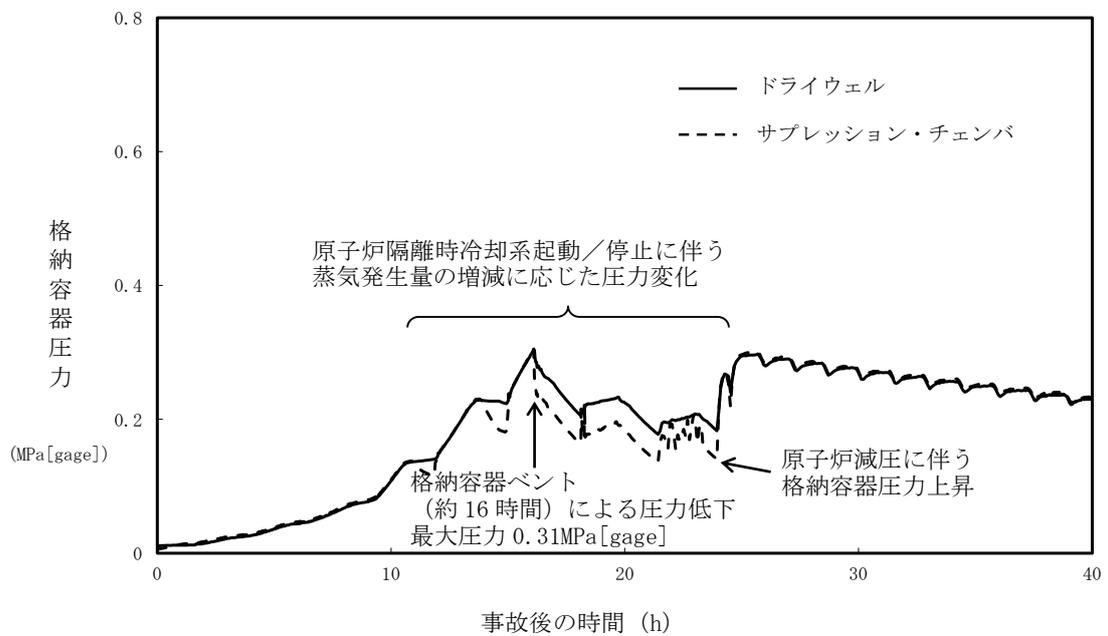


図 2.3.1.16 格納容器圧力の推移

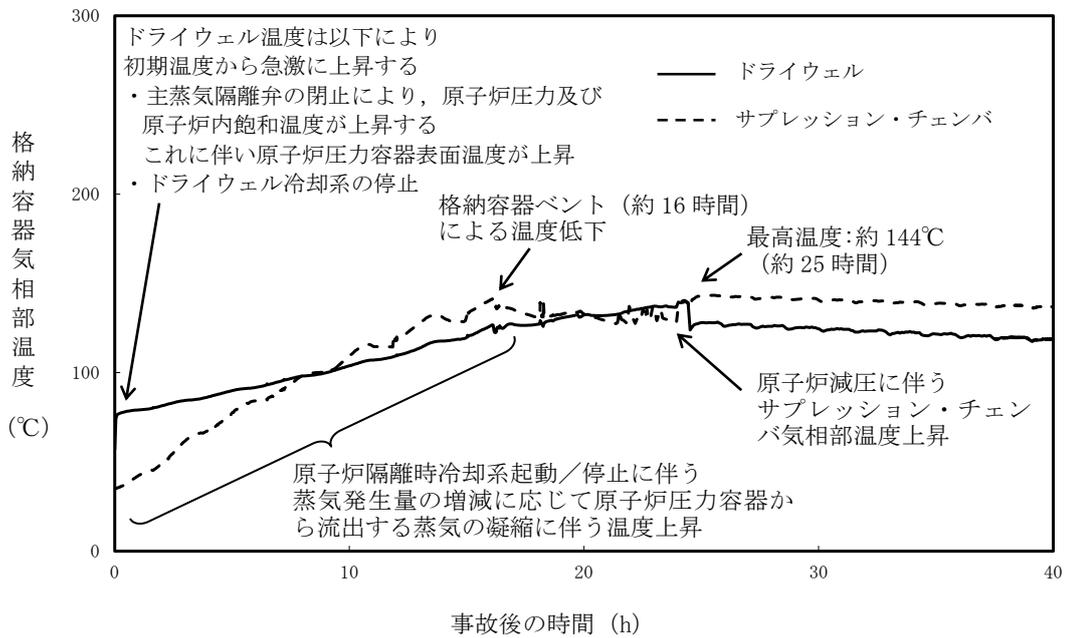


図 2.3.1.17 格納容器気相部温度の推移

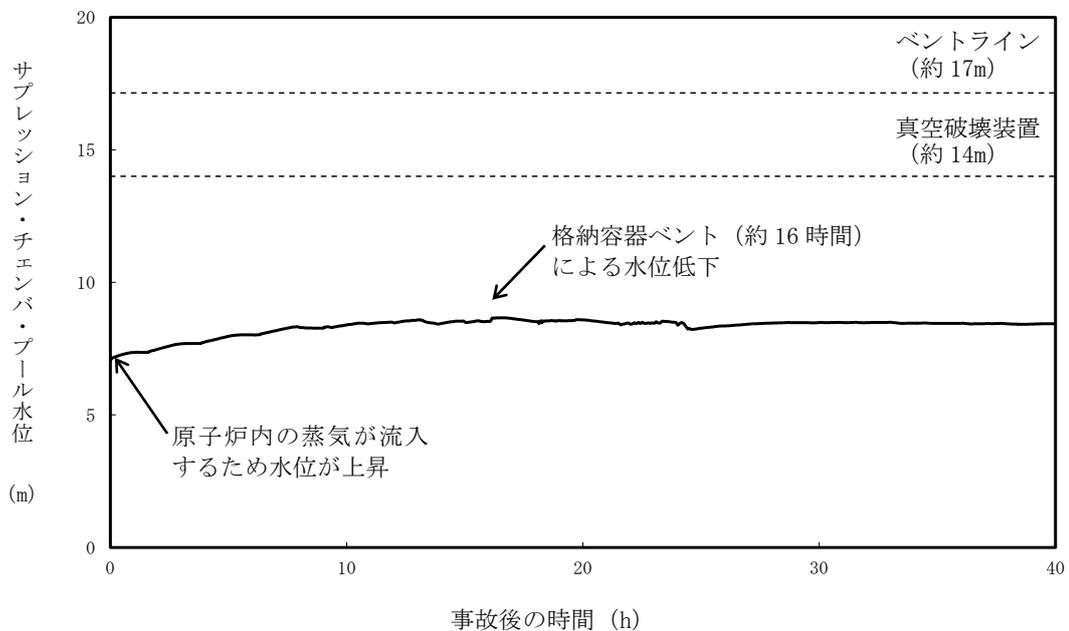


図 2.3.1.18 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

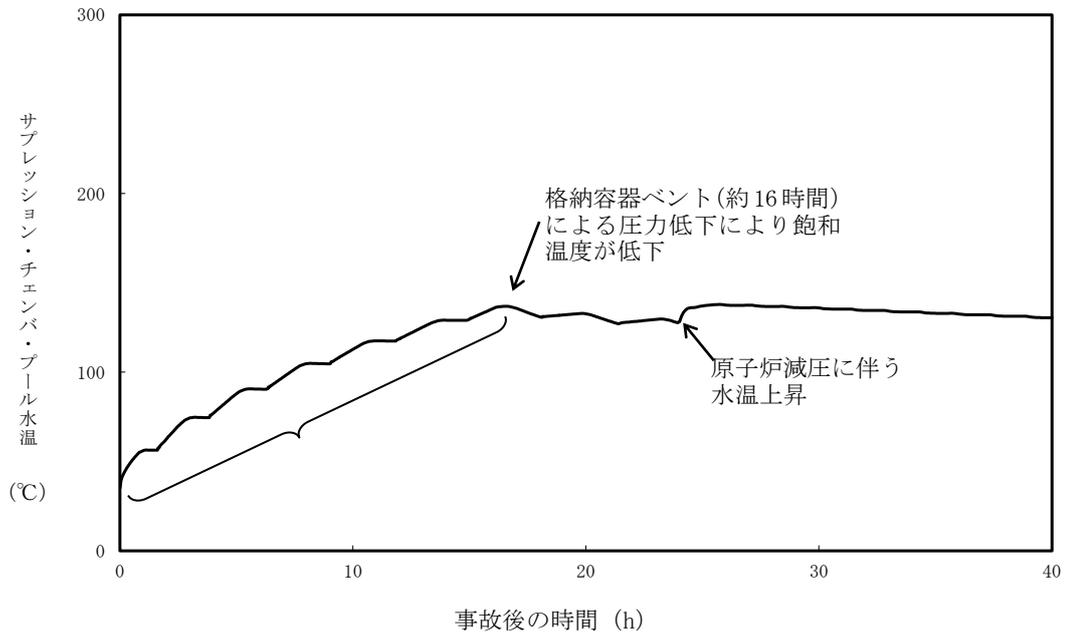


図 2.3.1.19 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.3.1.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時における重大事故等対策について

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し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	【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）
直流電源切替	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、蓄電池の切替えを実施し24時間にわたって直流電源の供給を行う	所内蓄電式直流電源設備	—	—
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
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを手動起動し、逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の系統圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	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（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	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） 復水貯蔵槽水位（SA）

【 】：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 2.3.1.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（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 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）	7,350m <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 2.3.1.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（2/5）

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

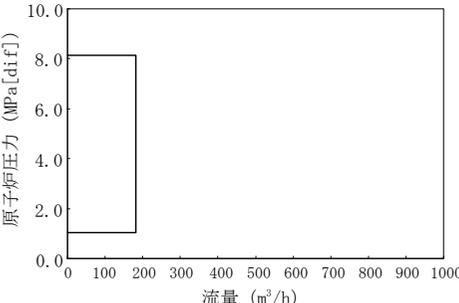
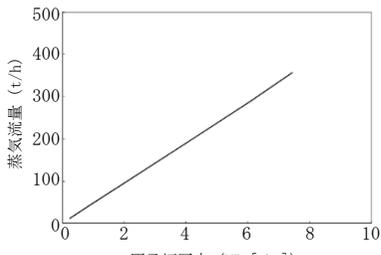
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12～1.03MPa[dif]において） にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開放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流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

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

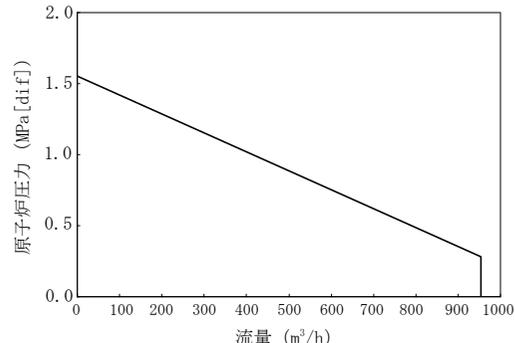
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[dif]において）にて注水  残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性	
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/h にて原子炉格納容器内にスプレイ</li> <li>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）</li> </ul>	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（流路面積約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 2.3.1.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（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
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

## 敷地境界での実効線量評価について

### 【事象の概要】

1. 全交流動力電源喪失が発生するが、原子炉隔離時冷却系により原子炉への注水は継続され、炉心冠水は維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッション・チェンバ (S/C) に移行する。
2. 全交流動力電源喪失発生から約16時間後、格納容器圧力0.31MPa[gage]到達により格納容器ベントを実施する。

### 【評価結果】

敷地境界での実効線量は、5mSvに対して十分小さい。(ドライウェル、サブプレッション・チェンバのいずれのベントラインを経由した場合であっても、原子炉圧力容器から逃がし安全弁を経由し、サブプレッション・チェンバに排出された気体を排出するため、サブプレッション・チェンバでのスクラビング効果に期待できる。このため、敷地境界での実効線量は同じ値となる。

なお、LOCA時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では考慮していないが、格納容器スプレイによる除染係数(DF)100に期待できるため、サブプレッション・チェンバでのスクラビング効果より大きな効果を得ることができる。

排気筒から放出する場合  
 相対濃度 ( $x/Q$ ) 約  $6.2 \times 10^{-6} (\text{s}/\text{m}^3)$   
 相対線量 ( $D/Q$ ) 約  $1.2 \times 10^{-19} (\text{Gy}/\text{Bq})$

敷地境界での実効線量  
 約  $4.9 \times 10^{-2} \text{ mSv}$   
 よう素: 約  $4.3 \times 10^{-2} \text{ mSv}$   
 希ガス: 約  $5.8 \times 10^{-3} \text{ mSv}$

敷地境界での実効線量  
 約  $9.9 \times 10^{-3} \text{ mSv}$   
 よう素: 約  $7.0 \times 10^{-4} \text{ mSv}$   
 希ガス: 約  $9.2 \times 10^{-3} \text{ mSv}$

格納容器圧力逃がし装置から放出する場合  
 相対濃度 ( $x/Q$ ) 約  $1.2 \times 10^{-5} (\text{s}/\text{m}^3)$   
 相対線量 ( $D/Q$ ) 約  $1.9 \times 10^{-19} (\text{Gy}/\text{Bq})$

よう素フィルタの除染係数(DF) 50  
 (有機よう素のみこの効果を考える。)

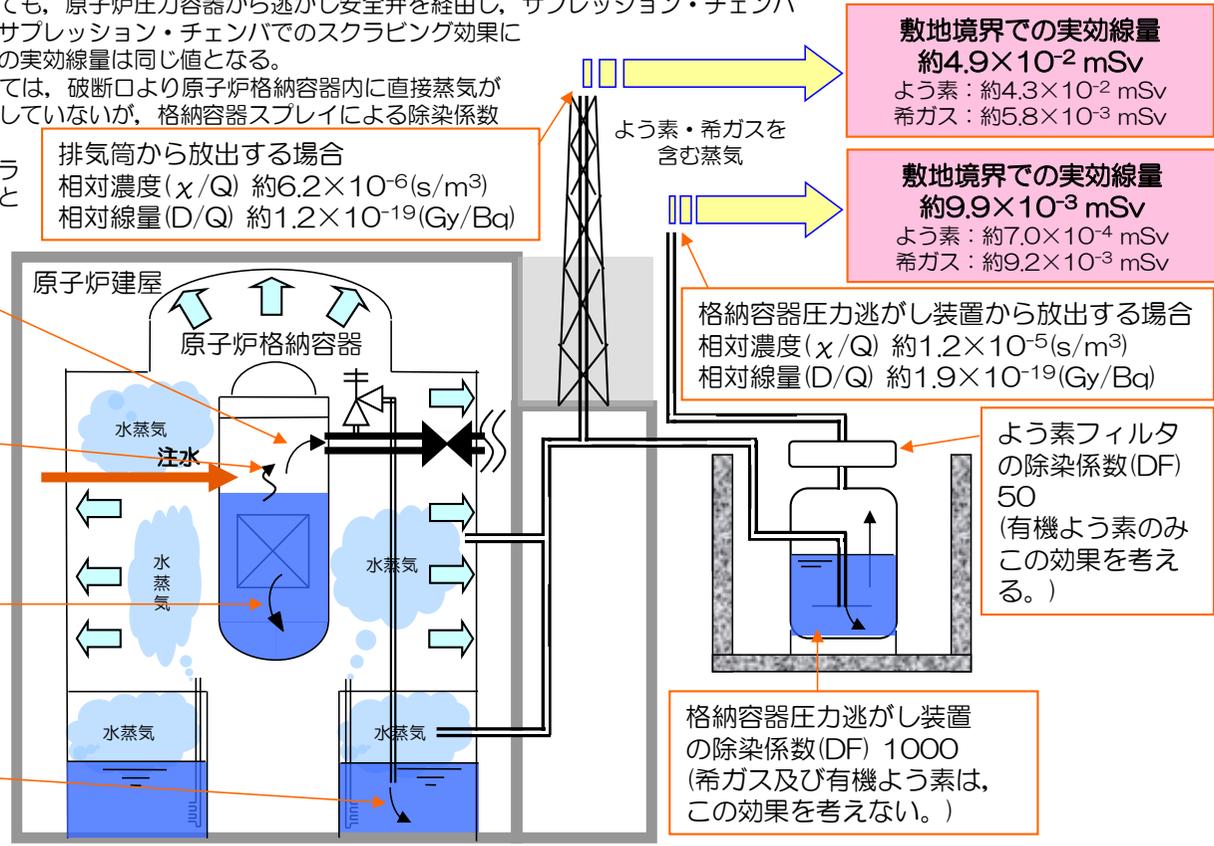
格納容器圧力逃がし装置の除染係数(DF) 1000  
 (希ガス及び有機よう素は、この効果を考えない。)

格納容器ベント開始までに炉水中の無機よう素が気相部に移行する割合: 6.21%

追加放出された有機よう素のうち、気相部へ移行する割合: 10%

追加放出分  
 希ガス 約  $9.9 \times 10^{14} \text{ Bq}$   
 よう素 約  $6.5 \times 10^{13} \text{ Bq}$   
 (無機: 96%, 有機: 4%)  
 炉水中の核分裂生成物  
 よう素 約  $1.3 \times 10^{12} \text{ Bq}$

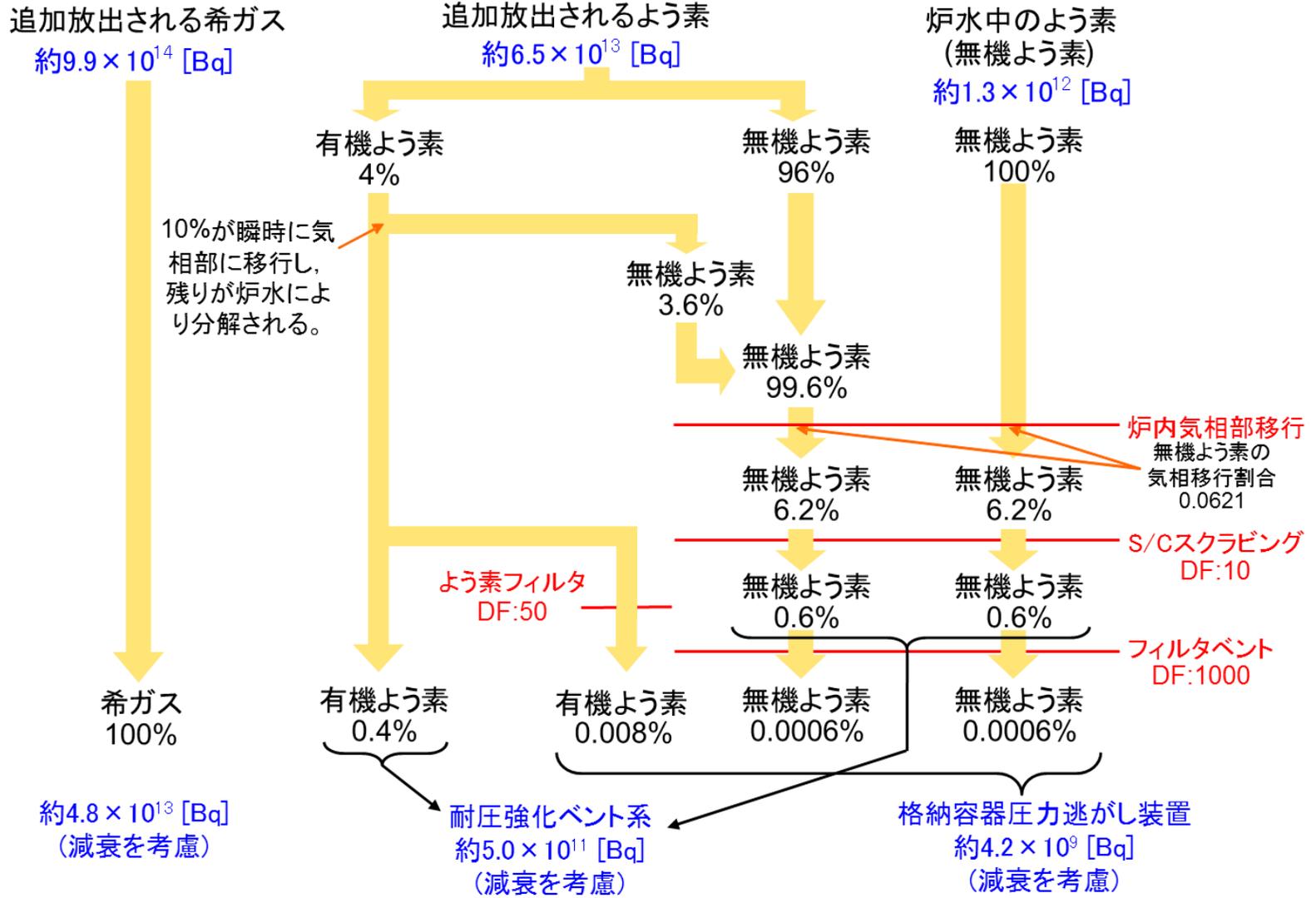
S/Cの除染係数(DF) 10\*  
 (希ガス及び有機よう素は、この効果を考えない。)  
 ※ Standard Review Plan 6.5.5に基づき設定



添 2.3.1.1-1

核分裂生成物の環境中への放出について

添 2.3.1.1-2



蓄電池による給電時間評価結果について (6号炉)

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統, 常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 6A に接続されており, 非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A より給電される。全交流動力電源喪失時においては, 同蓄電池からの電源供給により, 原子炉隔離時冷却系が起動し, 原子炉注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に, 負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A-2 に切替え 11 時間稼働する。その後, 電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切替え 5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 5,942Ah, 直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 3,572Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,816Ah であることに対し, 蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 6,000Ah, 直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 4,000Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから, 電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 6A

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下中 2 階 (T. M. S. L. +0.1m)

名称：直流 125V 蓄電池 6A-2

型式：鉛蓄電池

容量：約 4,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下 1 階 (T. M. S. L. +6.5m)

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 3,000Ah

設置場所：原子炉建屋 4 階 (T. M. S. L. +31.7m)

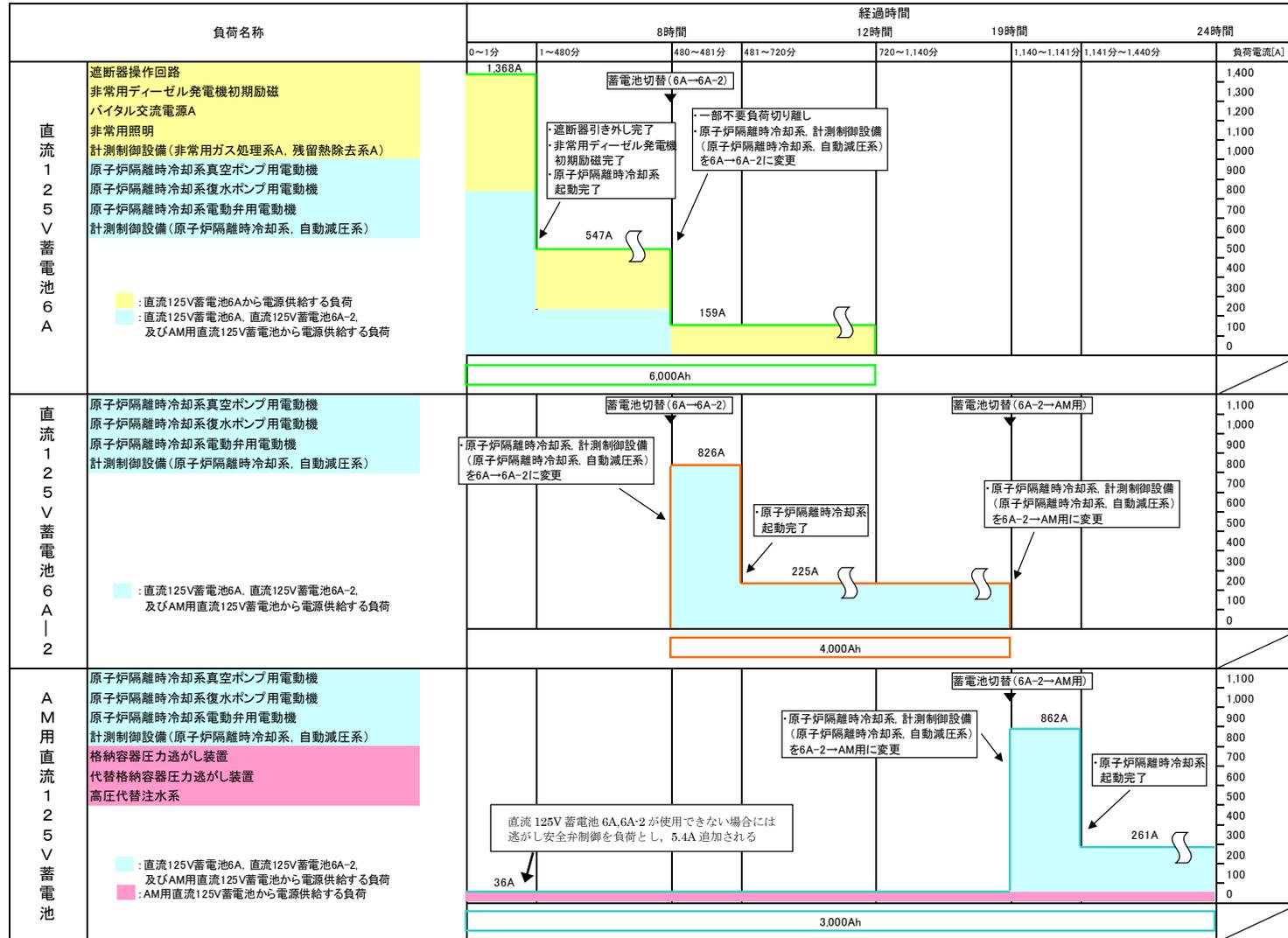


図 2.3.1.2-1 直流 125V 蓄電池 6A, 6A-2, AM用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

添 2.3.1.2-3

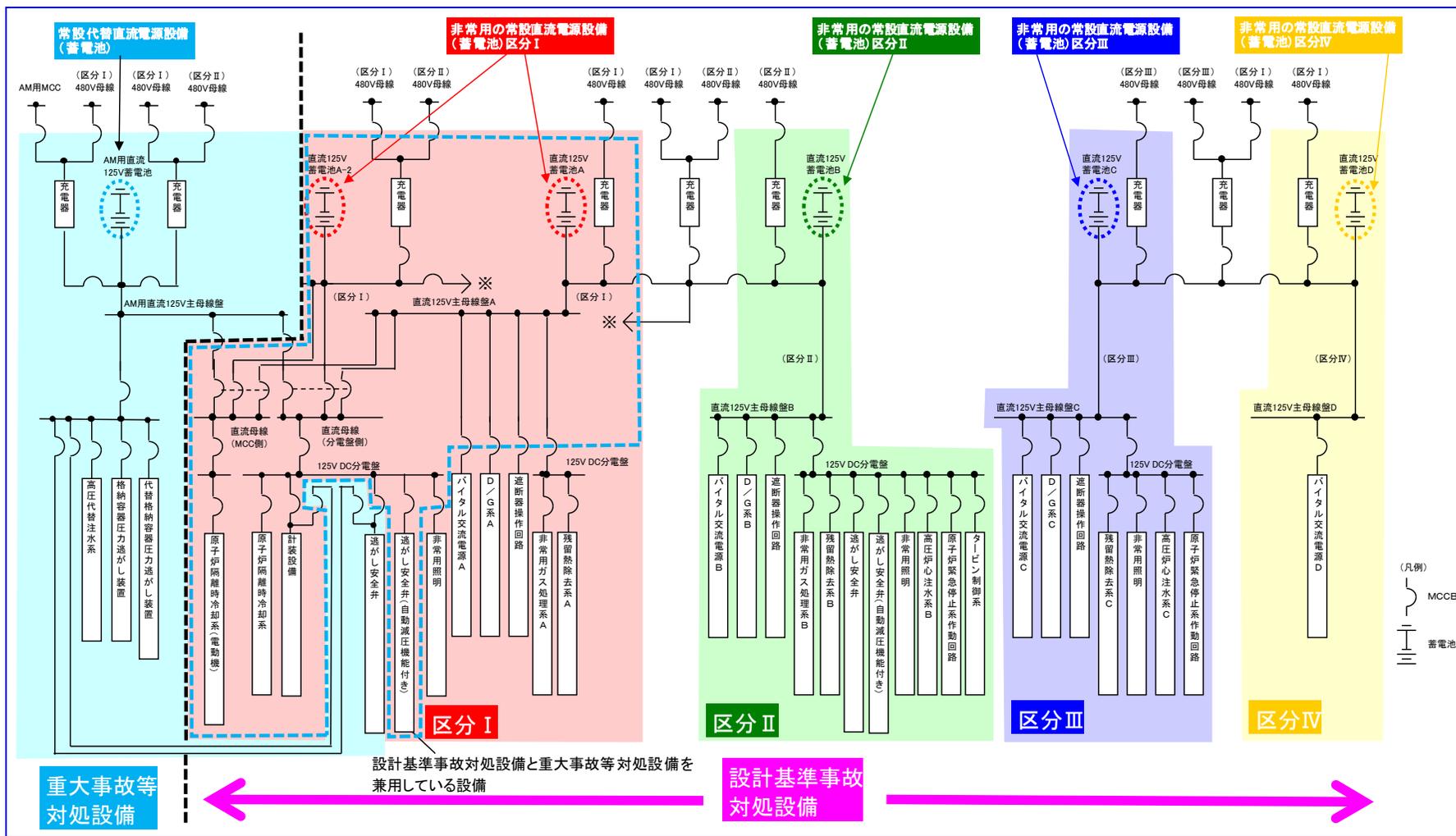


図 2.3.1.2-2 直流電源単線結線図 (6号炉)

## 蓄電池による給電時間評価結果について（7号炉）

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統，常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 7A に接続されており，非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A より給電される。全交流動力電源喪失時においては，同蓄電池からの電源供給により，原子炉隔離時冷却系が起動し，原子炉注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に，負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A-2 に切替え 11 時間稼働する。その後，電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切替え 5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 5,995Ah，直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 3,779Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,909Ah であることに対し，蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 6,000Ah，直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 4,000Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから，電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

### (1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 7A

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下中 2 階（T. M. S. L. +0.2m）

名称：直流 125V 蓄電池 7A-2

型式：鉛蓄電池

容量：約 4,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下 1 階（T. M. S. L. +6.5m）

### (2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 3,000Ah

設置場所：原子炉建屋 4 階（T. M. S. L. +31.7m）

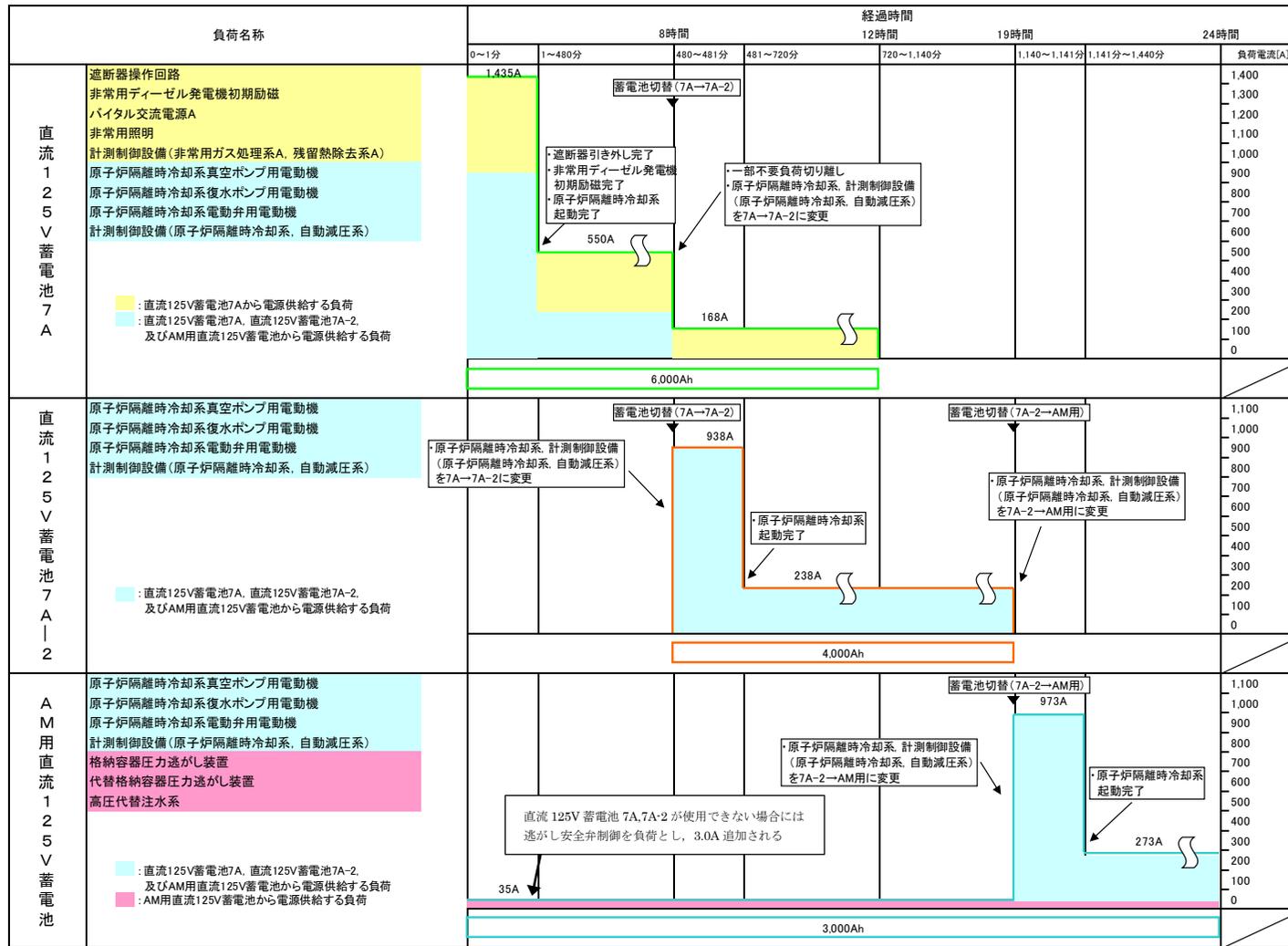


図 2.3.1.2-3 直流125V蓄電池7A, 7A-2, AM用直流125V蓄電池 負荷曲線



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

有効性評価の全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）時において、交流電源が喪失している 24 時間、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。

RCIC の起動から 24 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁及び真空ポンプ並びに復水ポンプの電動機である。図 1 に RCIC の系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）の圧力及び水温の上昇や中央制御室・RCIC 室温の上昇が RCIC の継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（表 1 参照）。

表 1 に記載したそれぞれの要因は RCIC の 24 時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当と考える。

以 上

表 1 RCIC 継続運転の評価 (1/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	S/C のプール水の水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は復水貯蔵槽（以下「CSP」という。）であるが、LOCA 信号 (L1.5 又は D/W 圧力高) かつ S/C 水位高信号の入力により、第二水源である S/C に水源が切替わる。一方で、SBO 時には S/C のプール水の冷却ができず、水温上昇が想定されるため、水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度 CSP に切替えることとなる。したがって、 <u>S/C のプール水の水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお、CSP は淡水貯水池の水を可搬型代替注水ポンプ等により補給するため水源が枯渇することはない。
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、S/C 圧力 0.34 MPa[gage]にて、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から約 16 時間後（最大圧力である炉心損傷前ベント直前）の S/C 圧力は約 0.31MPa[gage]であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、 <u>S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 38℃（補足資料参照）と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ <sup>※1</sup> を下回る。したがって、 <u>中央制御室の室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

表1 RCIC 継続運転の評価 (2/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC ポンプ室の室温 上昇	RCIC のポンプ，電気制御系統，弁，タービン等の設計で想定している環境の最高温度は，事象発生から 24 時間後では 66℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため，RCIC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる。	RCIC 室内の発熱と RCIC 室部屋の放熱・吸熱の熱バランスから，換気空調系停止後の RCIC 室の最高温度は約 54℃（補足資料参照）と評価され，RCIC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって， <u>RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお，RCICタービン軸受けからの蒸気漏えいを防止しているバロメトリック・コンデンサはSBO 時であっても直流電源により機能維持されるため，蒸気漏えいについても問題とならない。 また，直流電源喪失時におけるRCIC運転についても福島第一原子力発電所2号炉での実績※2より，運転員が地震発生から約12時間後のRCIC室に入室できていたことや，3月13日の計装設備点検で原子炉建屋に入域できたことが確認されているため，軸受けから原子炉建屋への大量の蒸気の漏えいにより，RCICの継続運転や現場作業が困難になることはないと考えられる。

※2 福島原子力事故調査報告書 別紙2「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について（平成24年6月版）」

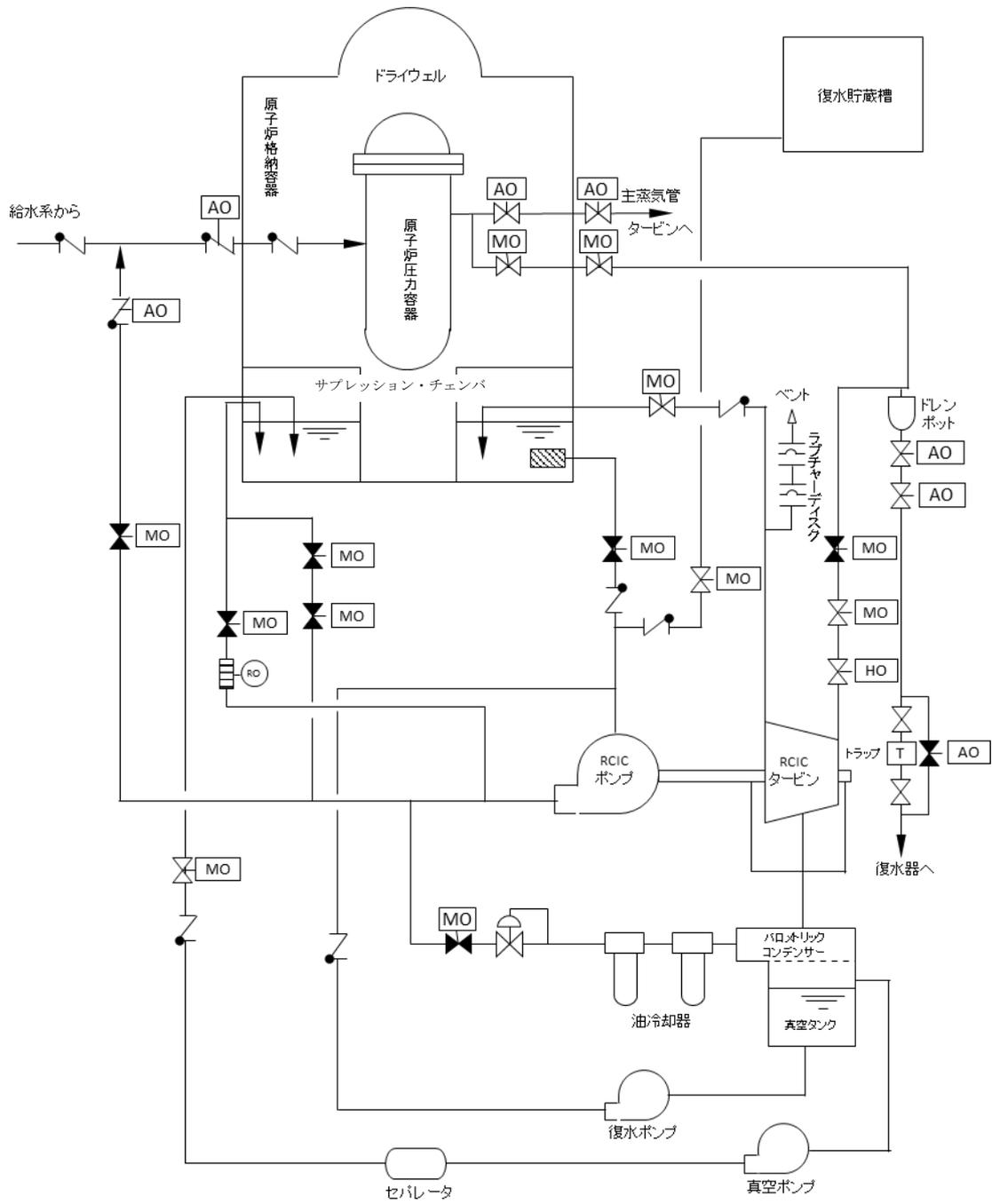


図 1 RCIC 系統構成概略図

全交流動力電源喪失時における RCIC 室・中央制御室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。

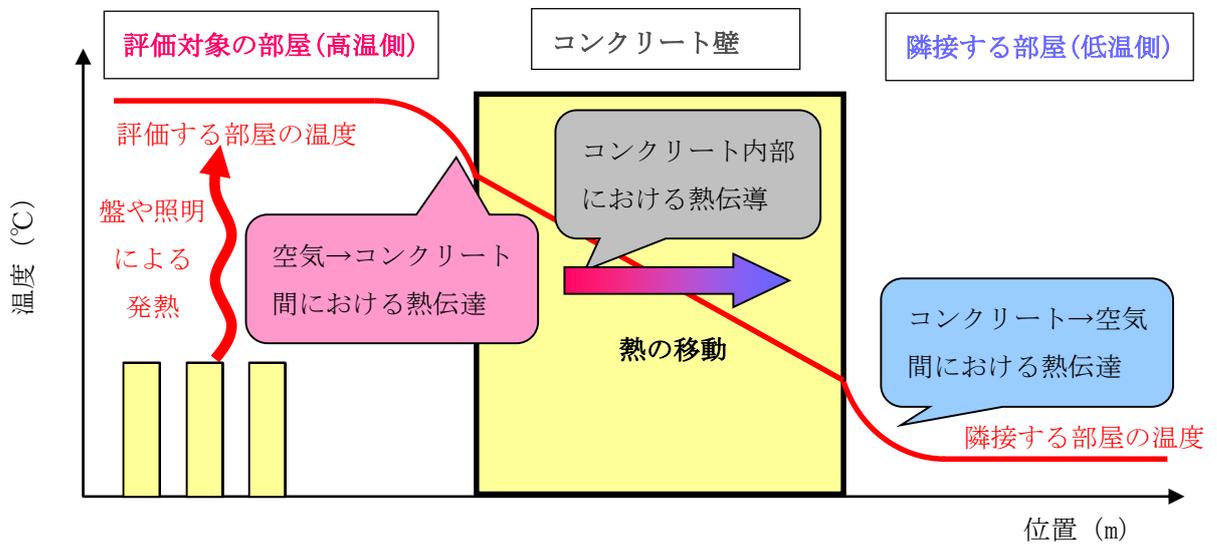


図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象とする部屋の条件：表1参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
  - ： 一般エリア 40℃
  - 屋外 32℃（夏期設計外気温）
  - S/C 138℃（有効性評価 SB0時の最高温度）
  - 地中 18℃
- ・壁-空気の熱伝達率： W/m<sup>2</sup>℃（無換気状態）[出典：空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率： W/m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件（6号炉の場合）

	中央制御室	RCIC室
発熱負荷[W]		
容積[m <sup>3</sup> ]		
熱容量[kJ/°C]		
初期温度[°C]	26	40

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において、事象発生後24時間のRCIC室最高温度は約54℃、中央制御室の最大温度は約38℃となり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。

以 上

## 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

## 1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため原子炉格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は、排気管により、サブプレッション・チェンバのプール水面下に導き凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は、バネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁は、バネ式の安全弁に、外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開閉するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり、次の機能を有している。

## (1) 逃がし弁機能

本機能における逃がし安全弁は、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ため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

## (2) 安全弁機能

本機能における逃がし安全弁は、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ため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

## (3) 自動減圧機能

自動減圧機能は、非常用炉心冷却系の一部であり、原子炉水位低とドライウェル圧力高の同時信号により、ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA 時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧注水系の早期の注水を促す。18 個の逃がし安全弁のうち、8 個がこの機能を有している。

## (4) その他の機能

原子炉停止後、熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

表 1 に、逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。

表 1. 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力

(逃がし弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.51	1	363	P
7.58	1	367	J
7.65	4	370	B, G, M, S
7.72	4	373	D, E, K, U
7.79	4	377	C, H, N, T
7.86	4	380	A, F, L, R

(安全弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.92	2	395	P, J
7.99	4	399	B, G, M, S
8.06	4	402	D, E, K, U
8.13	4	406	C, H, N, T
8.20	4	409	A, F, L, R

※：囲み文字は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

## 2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素を消費する。表2に逃がし安全弁（ADS機能付き）及び逃がし安全弁（ADS機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

表2. 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

	動作回数	使用するアキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (ADS機能付き)	1回 (ドライウェル最高使用圧力 (310kPa[gage]) 又は 5回 (ドライウェル通常圧力 (13.7kPa[gage]以下)	ADS機能用 アキュムレータ (200 L)	図1参照
	1回 (ドライウェル通常圧力 (13.7kPa[gage]以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (15 L)	
逃がし安全弁 (ADS機能なし)	1回 (ドライウェル通常圧力 (13.7kPa[gage]以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (15 L)	図2参照

逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等により構成し、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は窒素ガスポンペ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列から成る高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系より供給される。また、常用系と非常用系の間にはタイラインを設け、通常時は、非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。図3に系統構成図を示す。

LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ADS機能付き）のアキュムレータに対し、窒素ガスを供給する。このとき常用系が健全であれば、常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用系の圧力低下の信号により連絡弁を閉じ、非常用系（窒素ガスポンペ）より供給する。

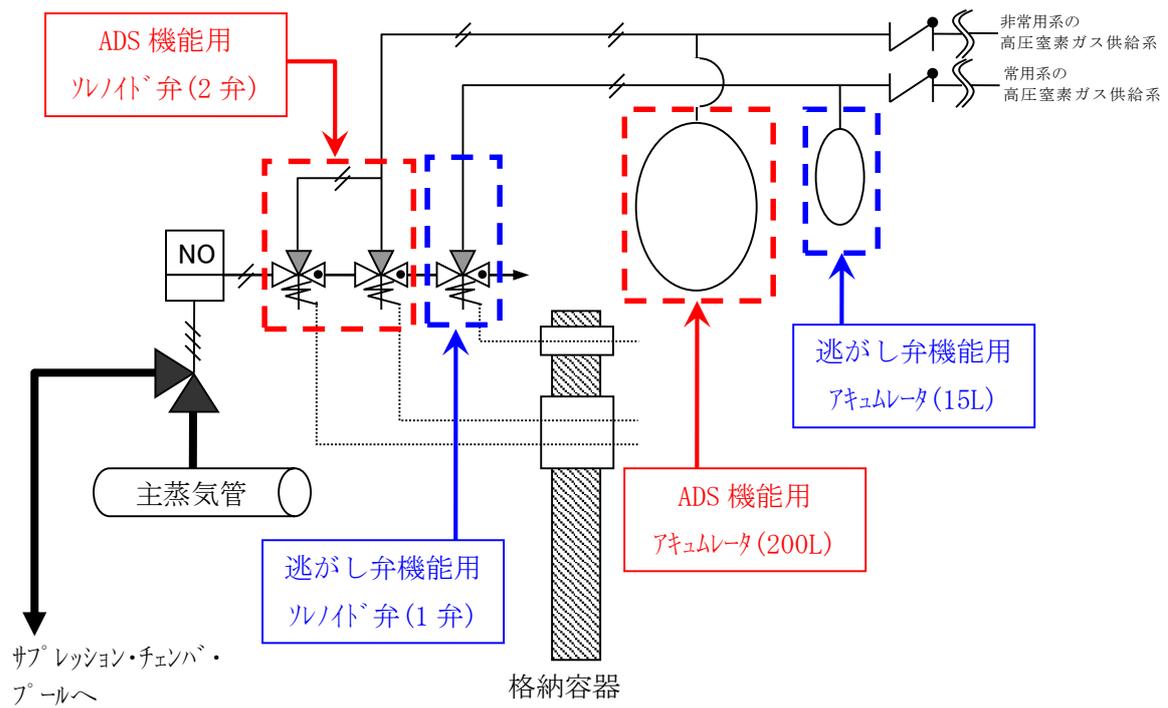


図 1. 逃がし安全弁 (ADS 機能付き) 概略図

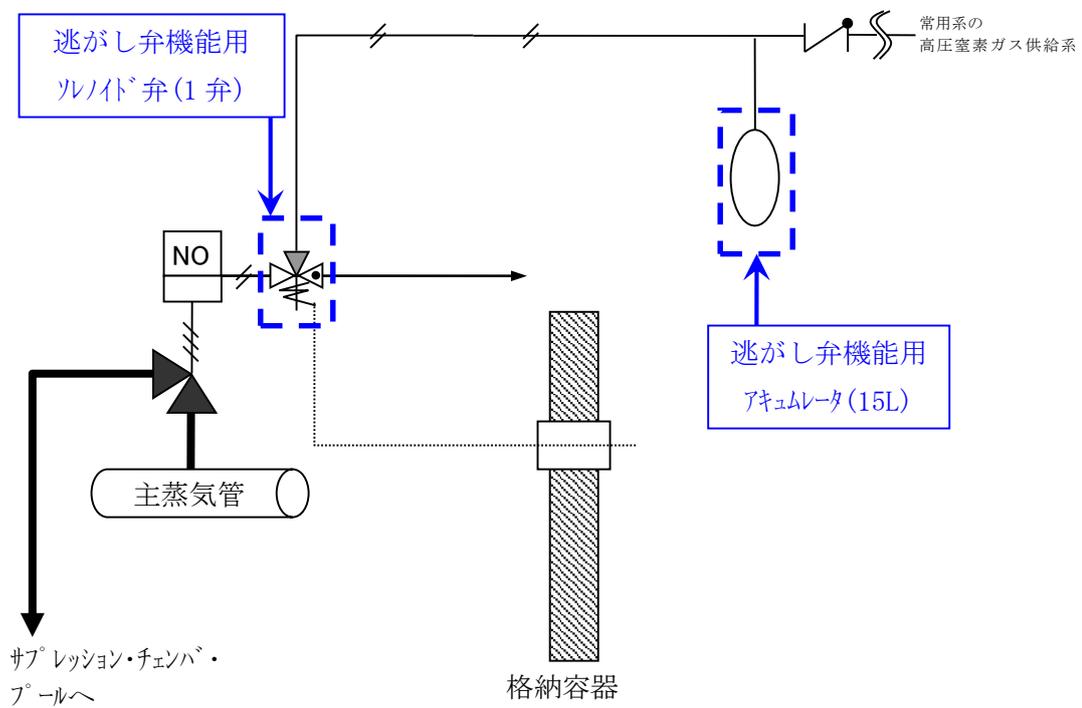


図 2. 逃がし安全弁 (ADS 機能なし)

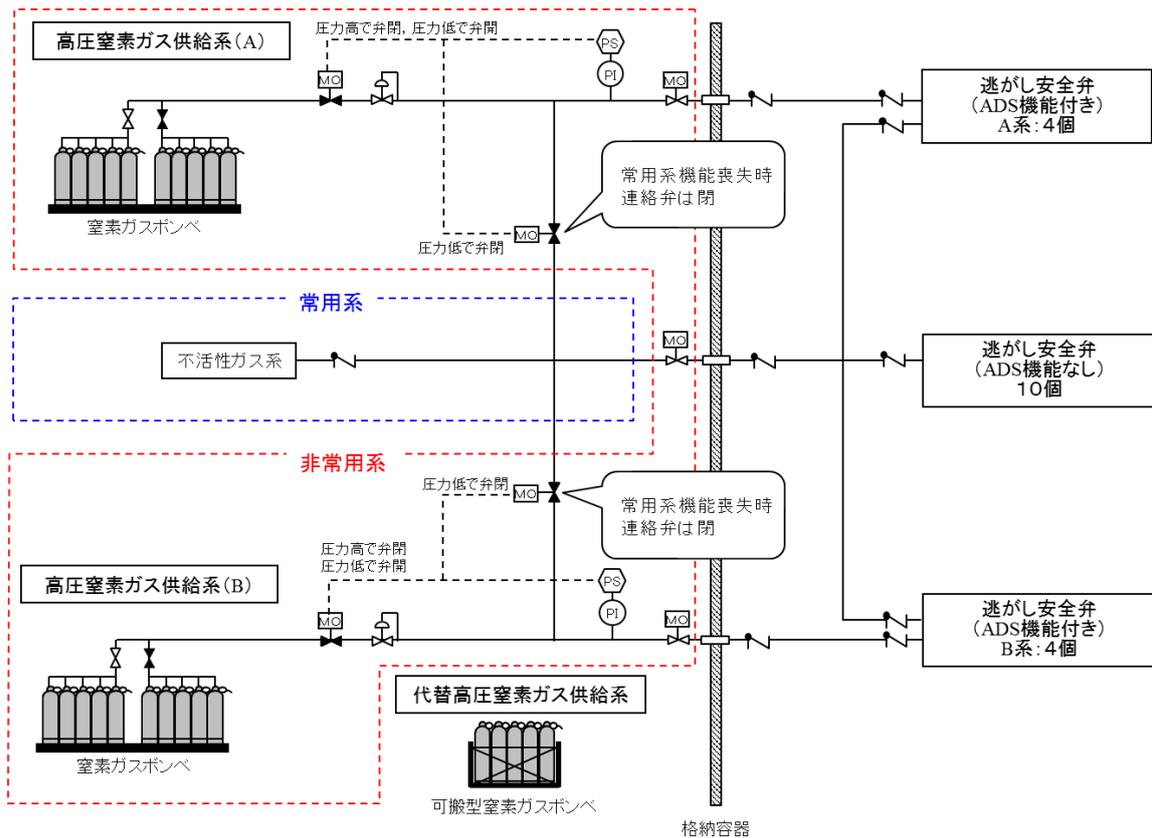


図 3. 高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系 系統概要図

### 3. 常用系の高圧窒素ガス供給系が機能喪失した場合の有効性評価への影響について

有効性評価の全交流動力電源喪失シナリオにおいて、逃がし弁機能の最低設定圧力 (7.51MP[gage]) にて原子炉を圧力制御することを前提としている。しかしながら、不活性ガス系からの窒素供給が機能喪失し、各逃がし弁用のアキュムレータに窒素が供給されないうまま、長期間の事故により各弁のアキュムレータ内の窒素を消費した場合、最終的に安全弁機能の最低設定圧力 (7.92MPa[gage]) で圧力は制御されることとなる。

上記の状態においても、原子炉隔離時冷却系による注水は可能であり、原子炉系の最高使用圧力 (8.62MPa[gage]) 以下での制御されるため問題とならない。

図 4 から図 7 に安全弁機能を使用した場合の全交流動力電源喪失時の感度解析の結果を示す。図 4 に示すとおり、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として原子炉格納容器に排気されるタイミングの差異は生じるが、圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉の影響は軽微で、格納容器ベント (1Pd 到達) の実施時期を含めて原子炉格納容器除熱への影響はない。

また、低圧注水等に移行するための急速減圧は、自動減圧用のアキュムレータを用いるため、逃がし弁用のアキュムレータ内の窒素の消費の状況に係わらず操作は可能であり、逃がし安全弁の吹出圧力が 7.51MP[gage] から 7.92MPa[gage] に上昇することで、急速減圧時の減圧前の圧力が上昇するが、減圧時間に対する影響は軽微で、図 6 に示すとおり燃料被覆管温度に対しても有為な影響はない。

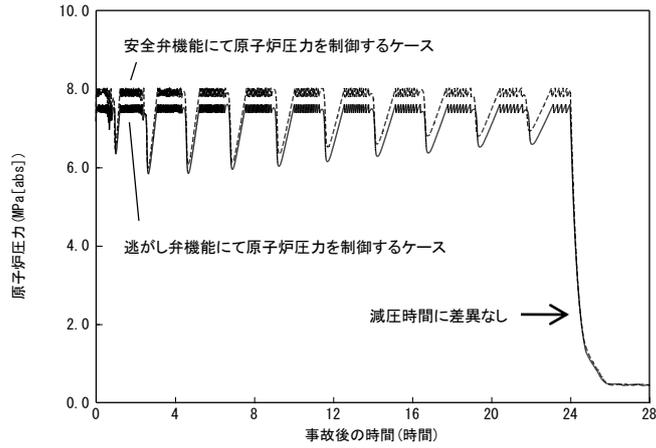


図 4. 原子炉圧力の変化

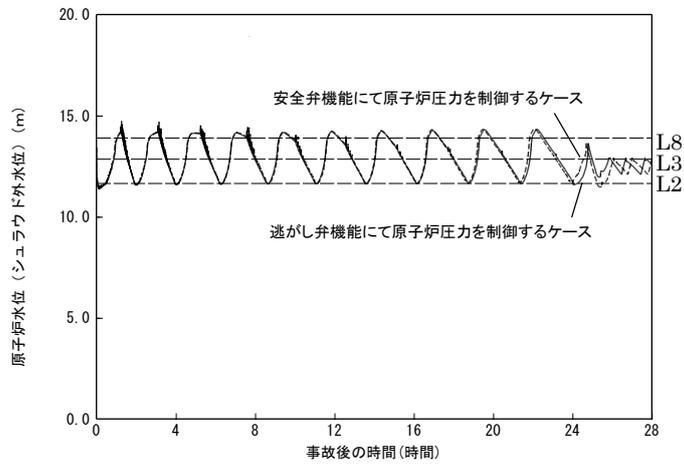


図 5. 原子炉水位の変化

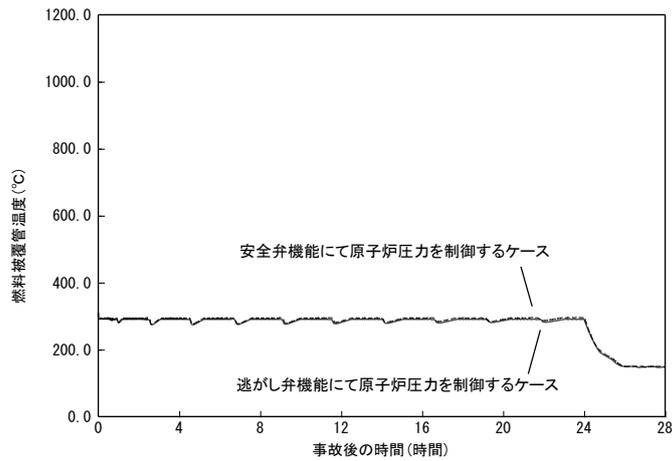
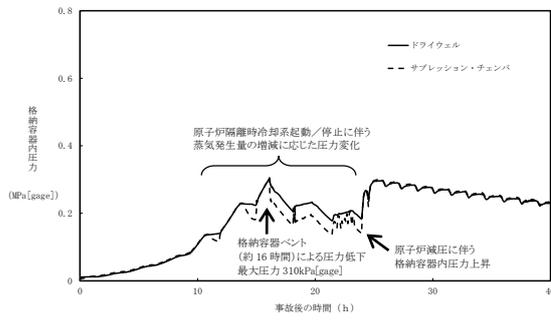
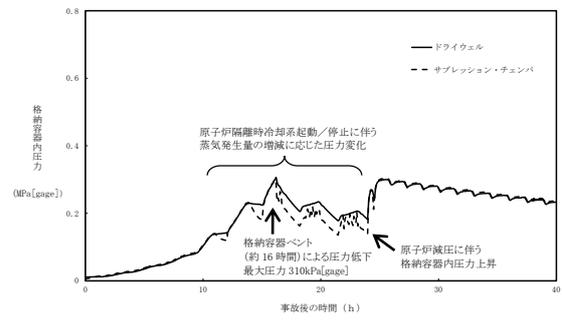


図 6. 高出力燃料集合体の燃料被覆管の温度の変化



(a)逃がし弁機能



(b)安全弁機能

図 7. 格納容器圧力の変化

#### 4. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い

常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクキュムレータに、不活性ガス系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の 7.51MPa[gage] で原子炉の圧力は制御される。地震等により、常用系が使用不可の場合は、7.51MPa[gage] から徐々に吹出圧力が上昇し、最終的には安全弁機能の最低設定圧力の 7.92MPa[gage] で圧力は制御される。

有効性評価では、逃がし弁機能の最低設定圧力 (7.51MPa[gage]) で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、事故時運転操作手順書 (徴候ベース) に定めるとおり、逃がし安全弁による減圧にあたっては、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管クエンチャ位置の弁を順次開放することとしている。なお、安全弁機能で圧力制御される場合においても逃がし安全弁のうち安全弁機能の最低設定圧力 (7.92MPa[gage]) を有する弁は 2 個あり、図 8 に示すように当該弁はサブプレッション・チェンバ・プールの対角位置に設置されていることから、安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が 1 カ所に偏らないよう考慮されている。

#### 5. 原子炉圧力制御に係るサブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響

「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 5 部 MAAP 別添 1 (補足) 圧力抑制プール (S/C) の温度成層化の影響について」(以下「解析コード資料」という。)にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており、これを踏まえ、ABWR におけるサブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。

解析コード資料で参照した 2F-4 の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの位置関係は図 9 と同様な位置関係であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧代替注水系 (常設) を用いた原子炉注水を行う場合には、サブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の発生の可能性はあるが、図 9 に示すとおり柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の逃がし安全弁クエンチャの排気口はサブプレッション・チェンバ・プールの底部から約 2m 程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サブプレッション・チェンバ・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した 2F-4 と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

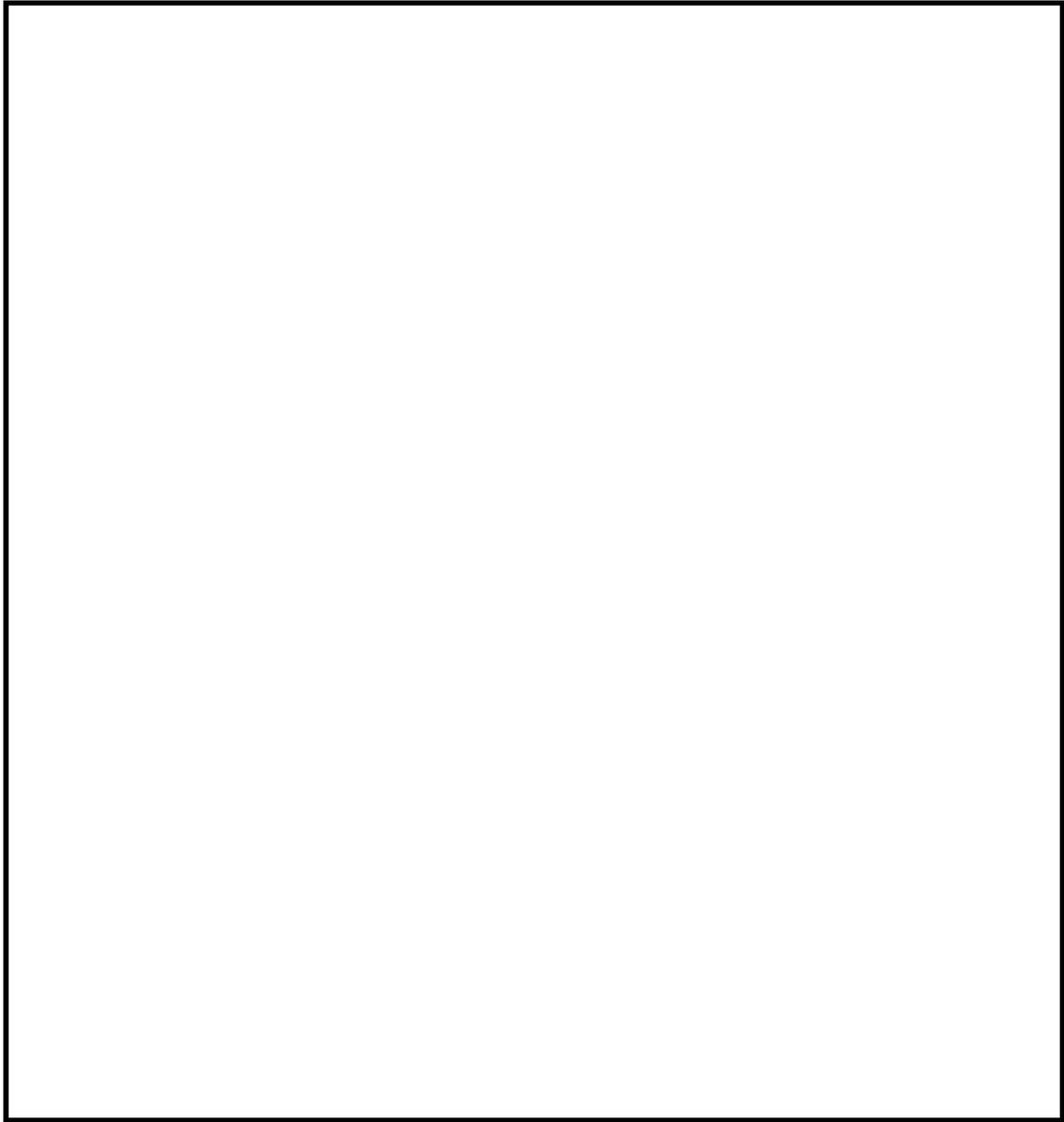


図 8. サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図

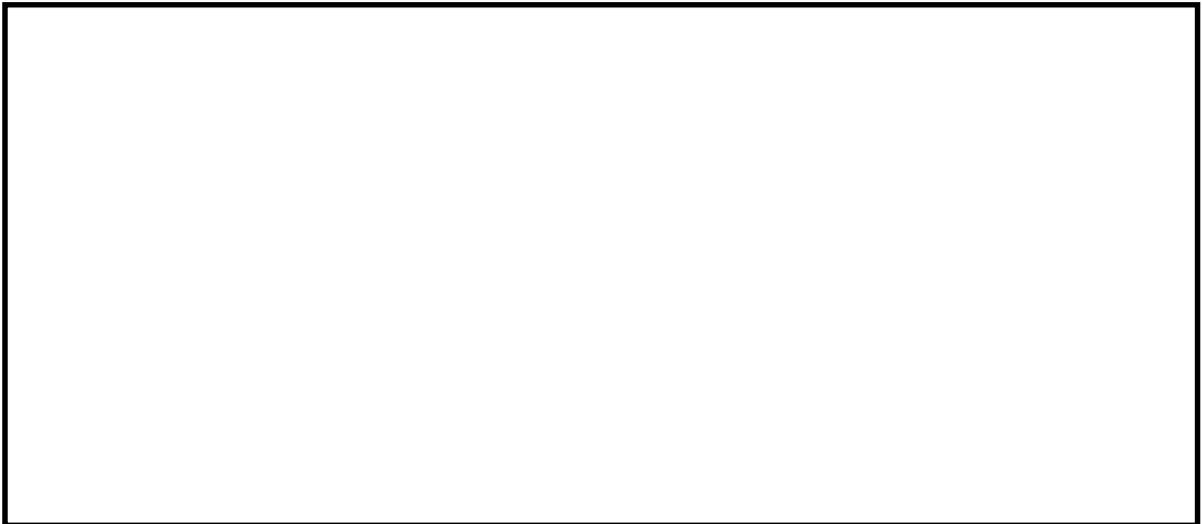


図 9. サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパー ज्याの配置図

## 安定状態について

全交流動力電源喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。そして，事象発生 24 時間以降は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，原子炉減圧し，その後，逃がし安全弁を開維持することで，低压代替注水系（常設）による注水継続により，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 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，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始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格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低压注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，実効線量は約  $4.9 \times 10^{-2}$  mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，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く，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

**【安定状態の維持について】**

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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））（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り、格納容器圧力逃がし装置等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、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく、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310℃)を上回ることではないことから運転員等の判断・操作に与える影響はない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく、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310℃)を上回ることではないことから影響を与えることはない。
	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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく、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310℃)を上回ることではないことから影響を与えることはない。

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））（2/2）

【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
原子炉圧力容器	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。	原子炉隔離時冷却系による注水は自動起動であるため, 運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉減圧後の注水開始は, 原子炉水位（シュラウド外）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, 運転員等操作時間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。 なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく, 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 310℃)を上回ることではないことから影響を与えることはない。
	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。 なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく, 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 310℃)を上回ることではないことから影響を与えることはない。
	ECCS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めに評価する。	「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））

【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ものと考えられる。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、原子炉格納容器内温度及び圧力を起点としている原子炉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。	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。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却	安全系モデル（格納容器スプレー） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレー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。
サブプレッション・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））（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。
	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うるが、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及ぼす影響はなく、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うるが、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。
	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。
	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、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、事象進展に及ぼす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。
	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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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。
	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うるが、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。
	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うるが、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。
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、格納容器スプレイ及び格納容器ベント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。	

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））（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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPa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、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPa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、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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、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。
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェルサプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェルサプレッション・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	50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	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。	最確条件とした場合には、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り、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから、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、解析条件で設定している水温よりも低くなることもあり、原子炉水位挙動に影響する可能性があるが、この顕熱分の影響は小さい。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り、格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが、その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。
	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。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	—
	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））(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	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定。	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定。		
	外部電源	外部電源なし	—	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定。	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
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。	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。
	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）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）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。	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。
	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。	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。
		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。	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。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生 24 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。	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。	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。
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定。	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。	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。
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /hにてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /hにてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温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。	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。また、伝熱容量は、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。	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ものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、伝熱容量は、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（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	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（流路面積約70%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。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器バントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器圧力の最大値は格納容器バント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。
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。	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。	

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））（1/5）

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	所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）	事象発生8時間経過するまで	所内蓄電式直流電源設備（A→A-2）切替は、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作業。直流電源が枯渇しないよう設定	<p>【認知】</p> <p>所内蓄電式直流電源設備（A→A-2）切替は、全交流動力電源喪失から事象発生8時間経過するまでであり、経過時間を認識しながら対応操作を実施するため、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>本切替操作は現場操作であり、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）を配置している。運転員（現場）は、事象発生1時間後までは常設代替交流電源設備の準備操作を行うが、その後、事象発生8時間後までは重複する他の作業はないため、操作開始時間に与える影響はない。</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コントロール建屋地下1階及び原子炉建屋地下1階の切替盤までのアクセスルートは、コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり、通常15分程度で移動可能であるが、余裕を含めて30分の移動時間を含めた切替前準備時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>本切替操作はスイッチ2箇所の操作であり、4分程度で操作可能であるが、余裕を含めて10分の操作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い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>本切替操作は停電切替操作となるため、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。このため、原子炉水位維持の観点から、原子炉水位高（レベル8）にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等、安全側の操作を臨機に行うため、原子炉水位の状況等により、操作開始時間が変動しうる。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>現場操作は、操作の信頼性の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>	本操作は停電切替操作であり、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ため問題とならない。	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。	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、所内蓄電式直流電源設備（A→A-2）切替操作は、移動時間を含め約11分で操作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。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は、事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	復水貯蔵槽への補給は、淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分で実施可能なこと、可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間180分想定のところ、訓練実績等により約135分であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ、電源車、可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12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	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	有効性評価では、防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（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）及び可搬型大容量送水ポンプ（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、電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）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への燃料給油作業は、許容時間180分のところ訓練実績等では約96分、電源車及び可搬型大容量送水ポンプ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。

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)) (2/5)

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	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, 事象発生の約 16 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の 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>【操作の確実さ】</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 16 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 零囲気圧力・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原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は, 移動時間を含め約 30 分の操作時間で完了する見込みを得た。二次格納施設内で電動弁の手動操作は, 移動時間を含め約 35 分の操作時間で完了する見込みを得た。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。また, 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。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)) (3/5)

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	所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A-2→AM)	事象発生19時間経過するまで	<p>【認知】 所内蓄電式直流電源設備 (A-2→AM) 切替は, 全交流動力電源喪失から事象発生 19 時間経過するまでであり, 経過時間を認識しながら対応操作を実施するため, 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】 本切替操作は現場操作であり, 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) を配置している。運転員 (現場) は, 事象発生 19 時間後頃に重複する他の作業はないため, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 運転員 (現場) は, 中央制御室から操作現場であるコントロール建屋地下 1 階及び原子炉建屋地下 1 階の切替盤までのアクセスルートは, コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり, 通常 15 分程度で移動可能であるが, 余裕を含めて 30 分の移動時間を含めた切替前準備時間を想定している。また, アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 本切替操作はスイッチ 2 箇所での操作であり, 4 分程度で操作可能であるが, 余裕を含めて 15 分の操作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い。</p> <p>【他の並列操作有無】 本切替操作は停電切替操作となるため, 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。このため, 原子炉水位維持の観点から, 原子炉水位高 (レベル 8) にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等, 安全側の操作を臨機に行うため, 原子炉水位の状況等により, 操作開始時間が変動しうる。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の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>	本操作は停電切替操作であり, 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ため問題とならない。	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。	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, 所内蓄電式直流電源設備 (A-2→AM) 切替操作は, 移動時間を含め約 15 分で操作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。
	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。	—	—	—

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)) (4/5)

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	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 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 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが, 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, 格納容器の温度及び圧力を早期に低下させる。	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る。この場合, 格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。	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, 4 時間程度の準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。	訓練実績等より, 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。また, 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。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 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。	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。	—	—	—

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)) (5/5)

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手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	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。	—	—	—	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, 復水移送ポンプの起動を確認し, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 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。
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	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	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。	—	—	—	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, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成に約 2 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 (格納容器スプレイモード) 運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	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。	—	—	—	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, 格納容器スプレイモードのための系統構成に約 2 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））

○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による原子炉注水

事象発生後24時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施する。

（原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル2）の間で注水する）

②低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生から24時間後の原子炉減圧後は、低圧代替注水系（常設）により注水する。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ3台を用いて130m<sup>3</sup>/hで復水貯蔵槽へ移送する。

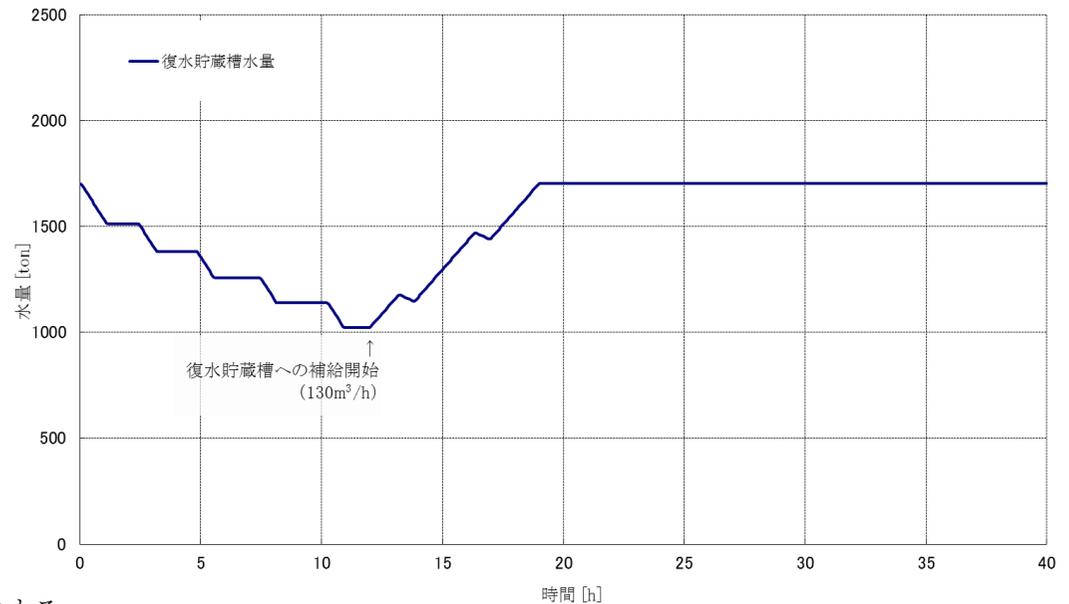
○時間評価（右上図）

事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。

事象発生12時間後からは、復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約1,600m<sup>3</sup>必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約3,200m<sup>3</sup>必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に18,000m<sup>3</sup>の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



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））

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）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 <u>約1,014kL</u>	6号及び7号炉軽油 タンク各約 <u>1,020kL</u> 及びガスタービン発 電機用燃料タンク約 <u>200kL</u> の容量(合計) は <u>約2,240kL</u> であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L	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)	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	可搬型大容量送水ポンプ 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		
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 <u>約632kL</u>	1号炉軽油タンク容 量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L	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	可搬型大容量送水ポンプ 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 <u>約632kL</u>	2号炉軽油タンク容 量は <u>約632kL</u> 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 <u>約632kL</u>	3号炉軽油タンク容 量は <u>約632kL</u> 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 <u>約632kL</u>	4号炉軽油タンク容 量は <u>約632kL</u> 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 <u>約632kL</u>	5号炉軽油タンク容 量は <u>約632kL</u> 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 <u>約632kL</u>	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 <u>約1,147kL</u> 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 <u>約79kL</u>	
	免震重要棟内緊急時対策所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					

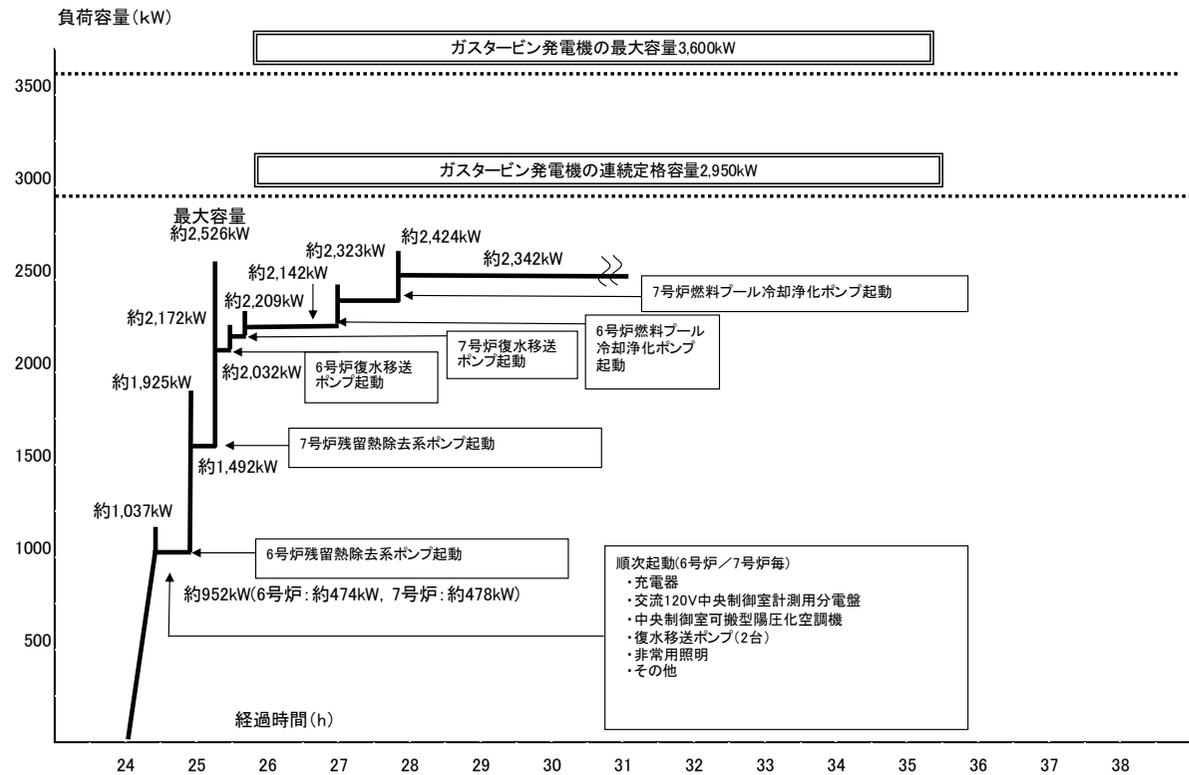
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※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））

<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
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)	540kW (1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,159kW	約1,183kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約2,342kW (約2,526 kW)	



負荷積算イメージ

## 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗

### 2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (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）+RCIC 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）+RCIC 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基本的考え方

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）+RCIC 失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失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。

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、唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

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より電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって24時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって、炉心損傷の防止を図る。また、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置、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）+RCIC 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、初期の対策として高圧代替注水系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2.3.2.1から図2.3.2.4に、手順の概要を図2.3.2.5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2.3.2.1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34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.2.6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。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

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。

原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量計である。

b. 高圧代替注水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、中央制御室からの遠隔操作によって高圧代替注水系を手動起動し、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。

原子炉水位回復後は、運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお、原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。事象発生から24時間にわたって常設代替直流電源設備により直流電源の供給は可能である。

高圧代替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、原子炉水位及び高圧代替注水系系統流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、2.3.1.1 (3) cと同じ。

d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1 (3) eと同じ。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、2.3.1.1 (3) fと同じ。

f. 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）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) gと同じ。

g. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1 (3) hと同じ。

h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) iと同じ。

### 2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

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、その上、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）+RCIC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、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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2.3.2.2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、原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。

(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) 高圧代替注水系

運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である  $182\text{m}^3/\text{h}$  ( $8.12\text{MPa}[\text{dif}]$ において)  $\sim 114\text{m}^3/\text{h}$  ( $1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において) に対し、保守的に 20%減の流量で注水するものとした。

(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) 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、 $954\text{m}^3/\text{h}$  ( $0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において) の流量で注水するものとする。

(e) 残留熱除去系 (格納容器スプレイモード)

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、 $954\text{m}^3/\text{h}$  にて原子炉格納容器にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッション・チェンバのプール水温  $52^\circ\text{C}$ 、海水温度  $30^\circ\text{C}$ において) とする。

(f) 低圧代替注水系 (常設)

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード (ドライウェル側のみ) への切替え後に、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。

(g) 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 (流路面積約 70%開\*)

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（流路面積約70%開）とする。

(h) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）とする。

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は、「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) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間を考慮して事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して15分間とする。

(b) 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。

(c) 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。

(d) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。

(f) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プールの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。

(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は、2.3.1.2(3)と同じ。

(4) 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図2.3.2.7から図2.3.2.12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ブレナム部のボイド率の推移を図2.3.2.13から図2.3.2.15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2.3.2.16から図2.3.2.19に示す。

#### 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の自動起動に失敗した後、高圧代替注水系を手動起動することにより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。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復する。

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、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。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

※ 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。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図2.3.2.13に示すとおり、初期値（約310℃）を上回ることなく、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1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、図2.3.2.7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、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 146°C 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 2.3.2.8 に示すとおり、高圧代替注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.3.1.5)

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約  $9.9 \times 10^{-3}$ mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約  $4.9 \times 10^{-2}$ mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「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。

### 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

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)+RCIC失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、高圧代替注水系による原子炉注水操作、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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

(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

本重要事故シーケンスにおける初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件に係る不確かさの影響評価については, 「2.3.1.3(2) 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」と同じ。

(添付資料2.3.2.2)

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

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は, 解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として, 原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず, 直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定されていることから, 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, 原子炉注水の開始時間を早める。

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。また, 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2.3.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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る。この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。

(添付資料2.3.2.2)

(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。

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から50分後（操作開始時間の25分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約859℃となり1,200℃を下回るため、炉心の著しい損傷は発生しない。

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、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、4時間程度の準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料2.3.2.2)

#### (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。

### 2.3.2.4 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）+RCIC失敗」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.2.1 (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34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）+RCIC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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

##### a. 水源

高压代替注水系、低压代替注水系（常設）による原子炉注水に必要な水量は、2.3.1.4(2)

a. 「水源」の必要水量とほぼ同じであり、必要な水源は確保可能である。

##### b. 燃料

2.3.1.4(2) b. 「燃料」と同じであり、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、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。

##### c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号及び7号炉で約2,342kW（6号炉：約1,159kW、7号炉：約1,183kW）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。

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、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)

### 2.3.2.5 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）+RCIC失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、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及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）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）+RCIC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）+RCIC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、高圧代替注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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）+RCIC失敗」において、高圧代替注水系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」に対して有効である。

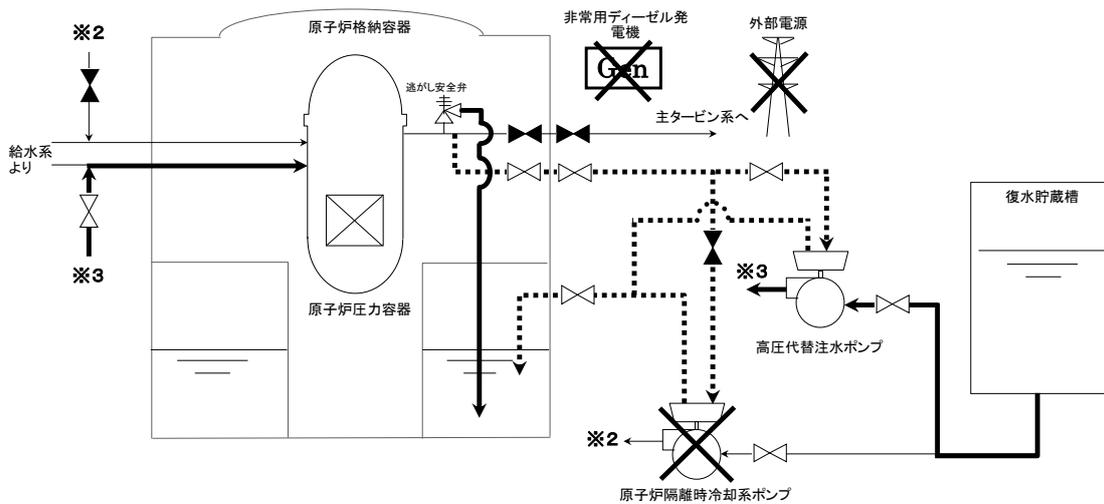


図 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）  
（原子炉注水）

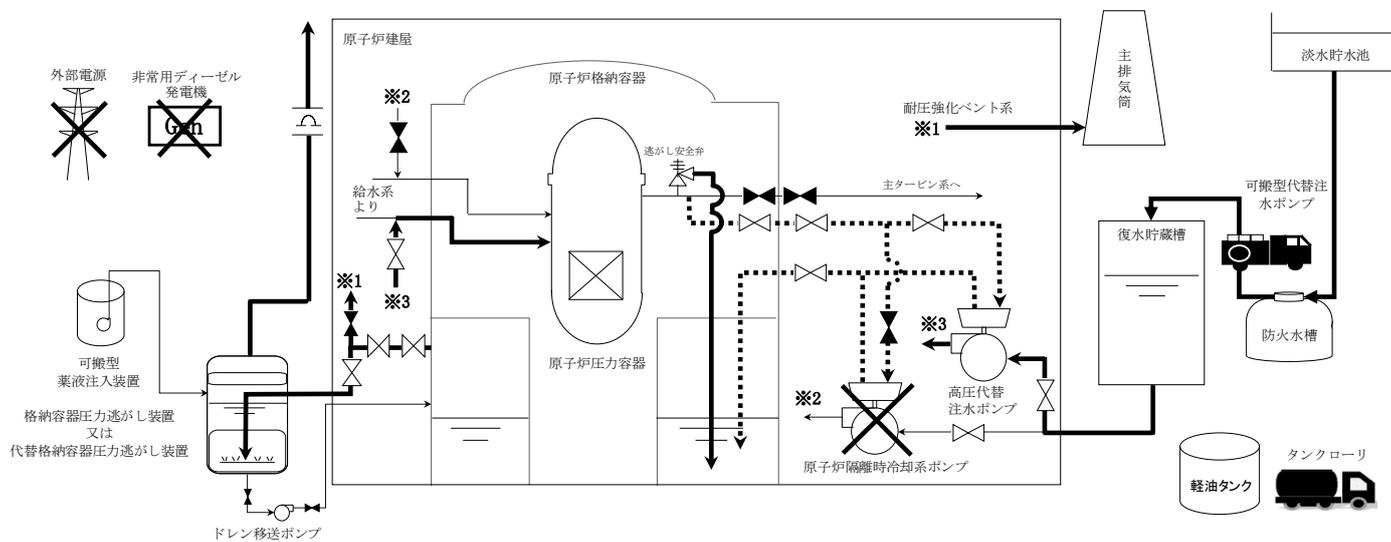


図 2.3.2.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

※残留熱除去系は，原子炉水位がレベル8に到達した時点で，低圧注水モードから格納容器スプレイモードに運転を切替える。

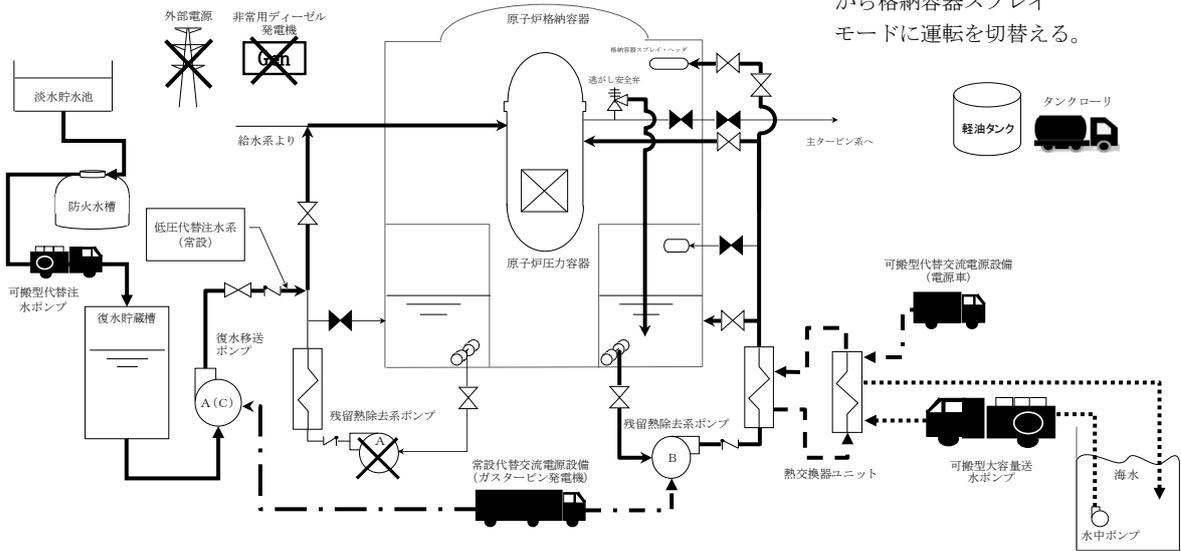
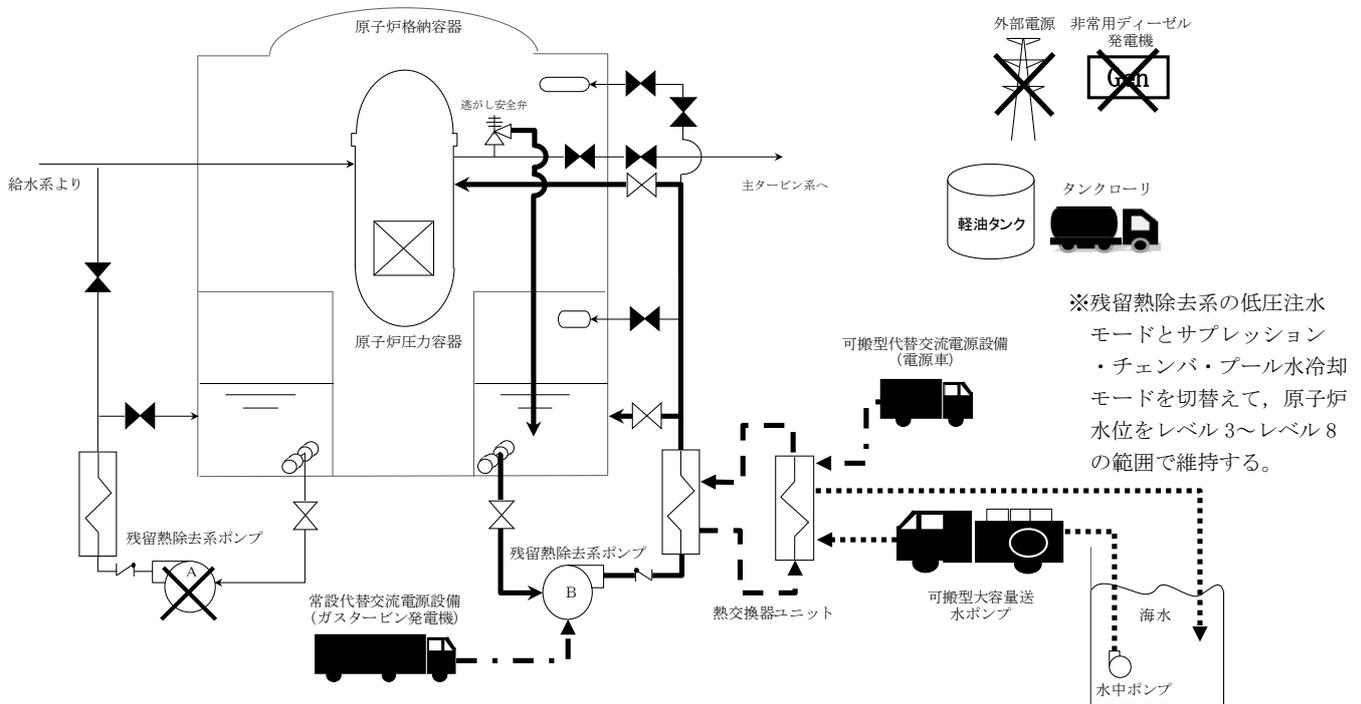


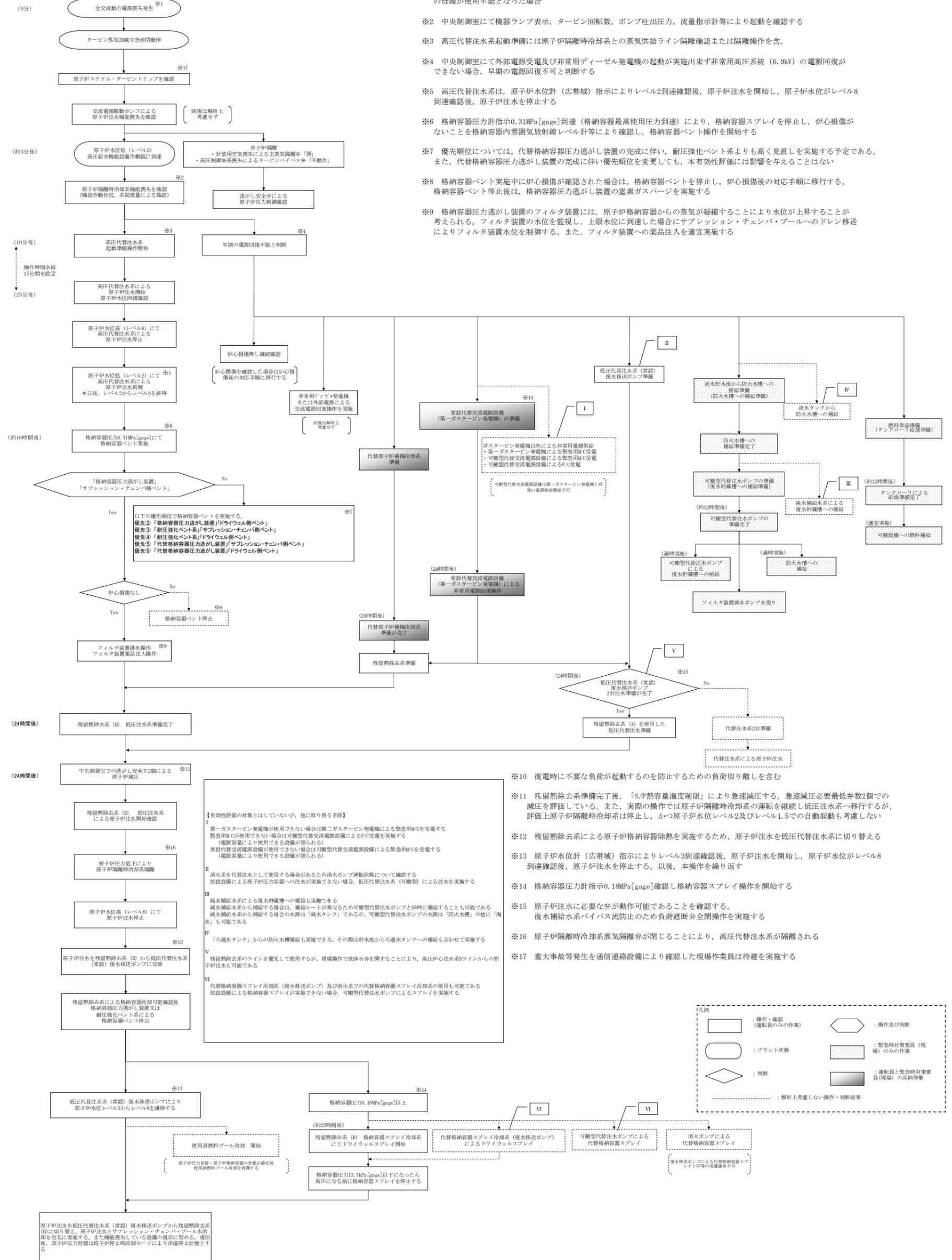
図 2.3.2.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）  
（原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



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

図 2.3.2.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）  
（原子炉格納容器除熱）

(解析上の時間)



2.3.2-15

図 2.3.2.5 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (& 原子炉隔離時冷却系機能喪失時)

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			10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160													
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
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 ・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認 ・主蒸気隔離弁全閉確認。逃がし安全弁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	10分											約14時間 格納容器圧力 310kPa [page]到達		
原子炉隔離時冷却系機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 機能回復											対応可能な要員により対応する			
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											対応可能な要員により対応する			
高圧代替注水系起動操作	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・高圧代替注水系系統構成 ・高圧代替注水系起動操作	15分													
高圧代替注水系による原子炉注水	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・高圧代替注水系 起動/停止操作	原子炉水位レベル2~レベル8で原子炉注水													
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)	20分											高圧代替注水系による原子炉注水を優先して実施する		
	-	-	4人 C, D E, F	4人 a, d e, f	-	-	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・受電前準備 (現場)	10分	50分												
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・放射線防護装置準備 ・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	10分	20分	10分											要員は事後直後より対応する
	-	-	(2人) C, D	(2人) a, d	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分											要員は事後直後より対応する		
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	13人 (参加) ※1	13人 (参加) ※1	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	10分	330分+待避時間30分										・作業時間10時間		
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	-	-	-	-	2人 ※2, ※3	-	・放射線防護装置準備 ・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	90分												
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人, ※2 ↓ 2人, ※3 ↓ (2人) ※4	2人, ※3 ↓ (2人) ※4	・放射線防護装置準備 ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	180分	適宜実施												
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・ベント準備 (格納容器ベントバンドリ構成)	60分	この時間内に実施										交流動力電源喪失が長期に及ぶ場合に実施する		
	-	-	-	-	-	-	・ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作)	60分													
	-	-	-	-	※2, ※3	-	・6号がフィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) ・7号がフィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分	60分												
燃料給油準備	-	-	-	-	2人 ↓ ※5	-	・放射線防護装置準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給	10分	90分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施													

図 2.3.2.6 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + RCIC 失敗時の作業と所要時間 (1/2)

全交流動力電源喪失 (&原子炉隔離時冷却系機能喪失時)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)										備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		26	27
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		約16時間 格納容器圧力310kPa[enge]到達 24時間 第一ガスタービン発電機による給電開始、 残留熱除去系ポンプ起動 24時間 原子炉急減圧												
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧代替注水系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル3~レベル6で原子炉注水 高圧代替注水系での注水は、復水移送ポンプによる注水準備完了を確認するまで実施												
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作)	60分												
	-	-	-	-	※2, ※3		・7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分												
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視												
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	60分												
	-	-	-	-	4人 (参考)	4人 (参考)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置目測定	適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する		
	-	-	-	-	-	-	・フィルタ装置液供給	適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する		
燃料給油準備	-	-	-	-	※2, ※3 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給											120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
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	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	※1 ↓ (13人) ※6, ※7	※1 ↓ (13人) ※6, ※7	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	作業中断 (一時待避中)										270分+待避時間30分	・作業時間10時間	
燃料給油準備	-	-	-	-	※6 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給											90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油												適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※7 ↓ (3人)	※7 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視												適宜実施	
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) C, D	-	-	-	・放射線防護設備準備											10分		
	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機起動、給電											20分		
常設代替交流電源設備 運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 運転状態監視											5分		
	-	-	-	-	2人		・放射線防護設備準備											10分		
	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 運転状態監視												適宜実施	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C 受電確認											20分		
	-	-	(2人) E, F	(4人) e, d e, f	-	-	・放射線防護設備準備											10分		
	-	-	-	-	-	-	・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 MCC (D) 受電											10分		
	-	-	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 MCC (C) 受電											10分		
	-	-	-	(4人) e, d e, f	-	-	・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 MCC (C) (D) 受電											10分		
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系ポンプ起動											15分		
原子炉急減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水											5分		
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ											15分		
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替											30分		
低圧注水モードから 低圧代替注水系 (常設) 切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水開始											5分		
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位はレベル3~レベル8維持												
格納容器ベント停止操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント停止操作											30分		
格納容器スプレイ冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器スプレイ弁操作	格納容器圧力は13.7~180kPa[enge]維持												
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側 1系隔離	代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する										60分		
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	再起動準備として過剰塩素の隔離およびスキマージタンクへの補給を実施する										30分	燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する										30分		
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復 水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※4 ↓ (2人)	※4 ↓ (2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	
燃料給油作業	-	-	-	-	※5 ↓ (2人)	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 e, d, e, f	10人 (参考要員34人)															

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.2.6 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗時の作業と所要時間 (2/2)

2.3.2-17

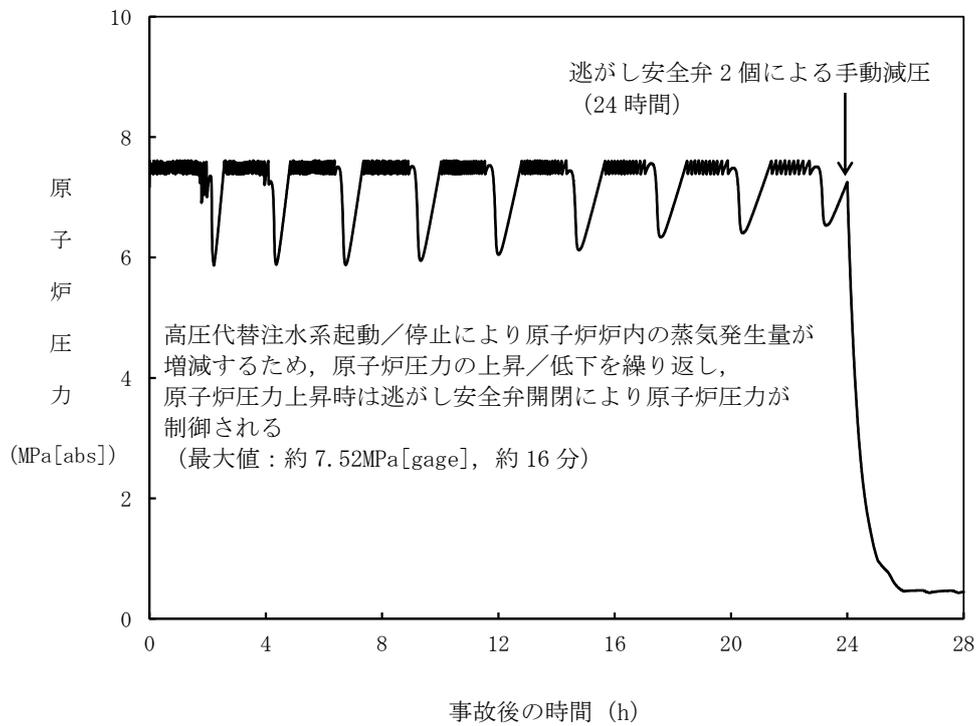


図 2.3.2.7 原子炉圧力の推移

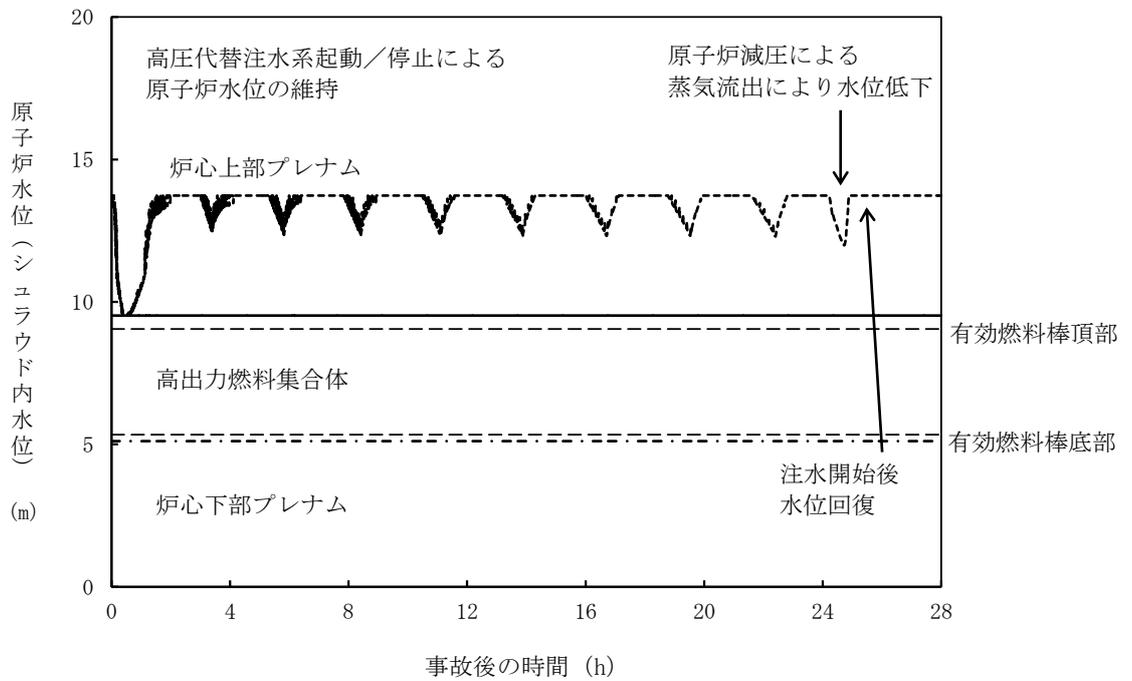


図 2.3.2.8 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

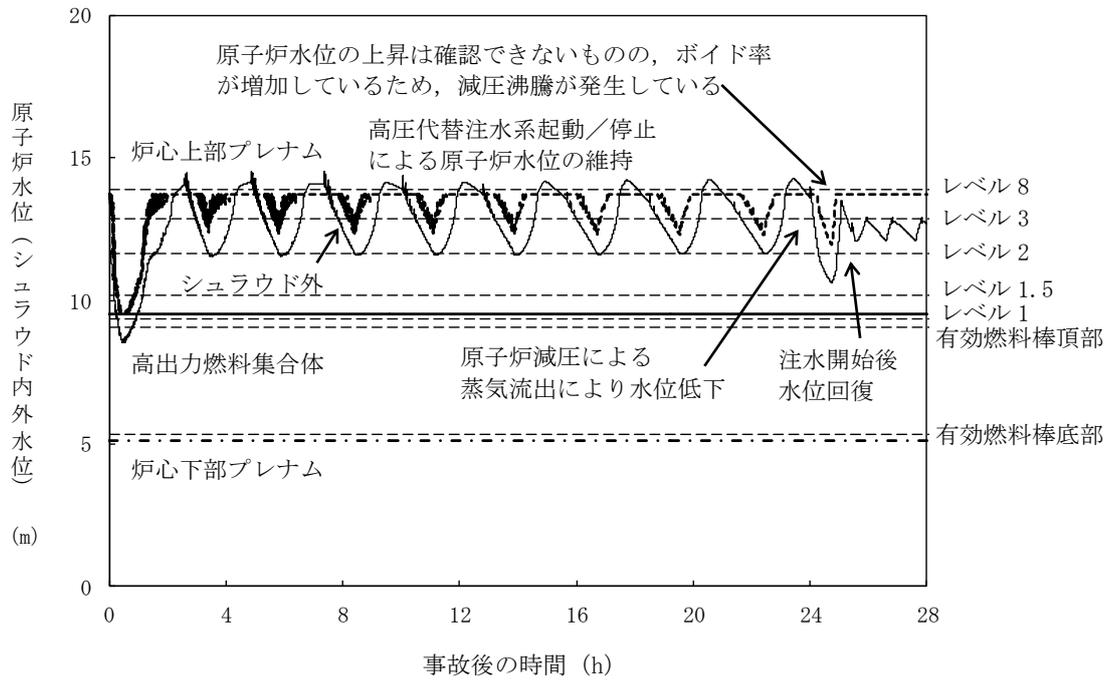


図 2.3.2.9 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

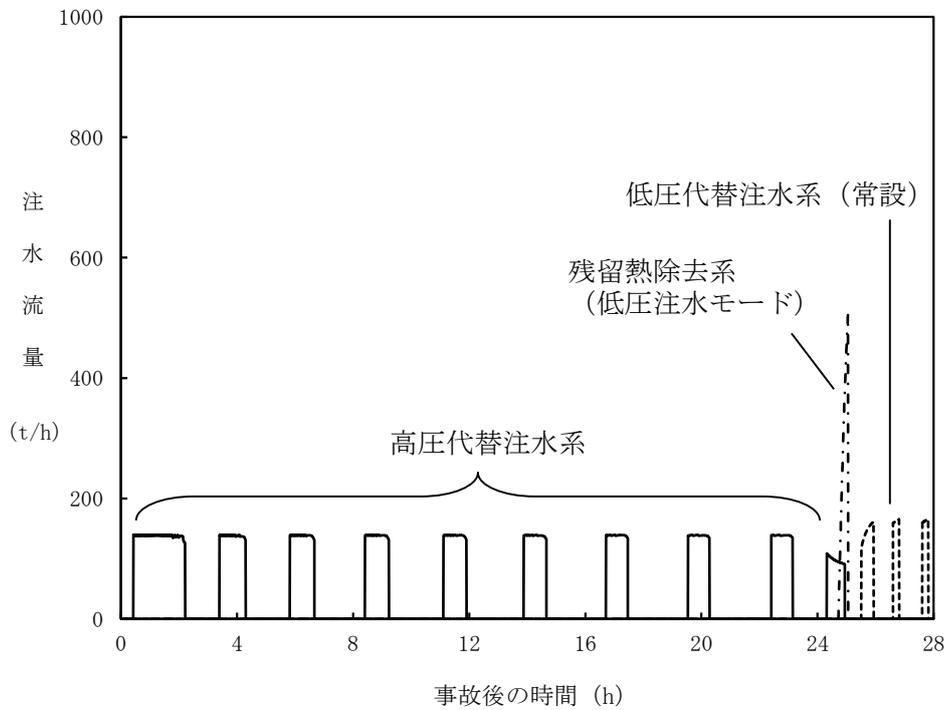


図 2.3.2.10 注水流量の推移

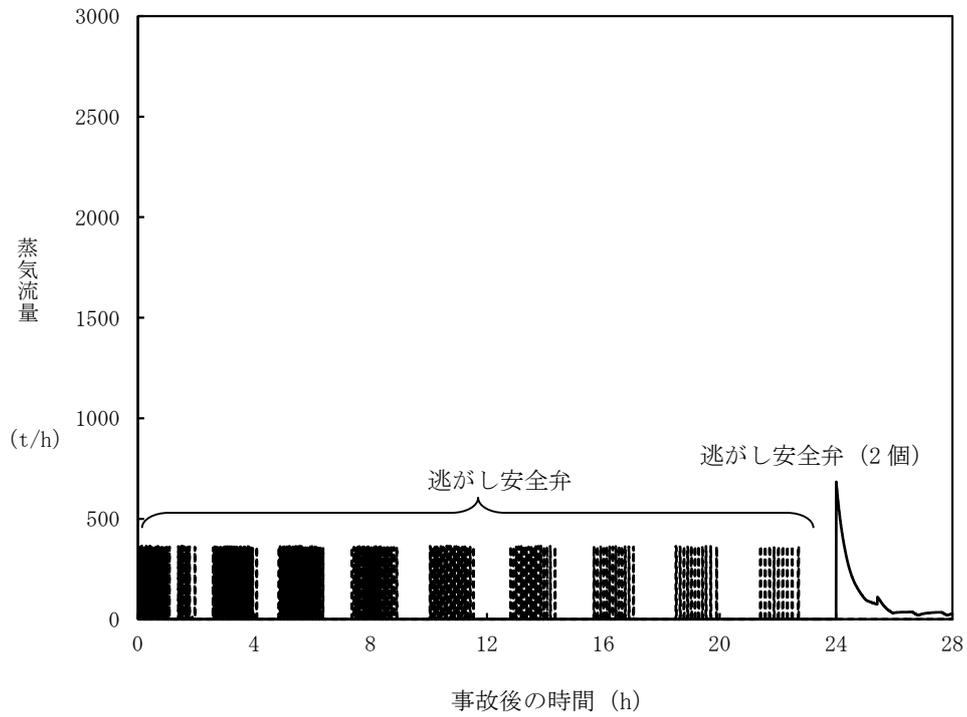


図 2.3.2.11 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

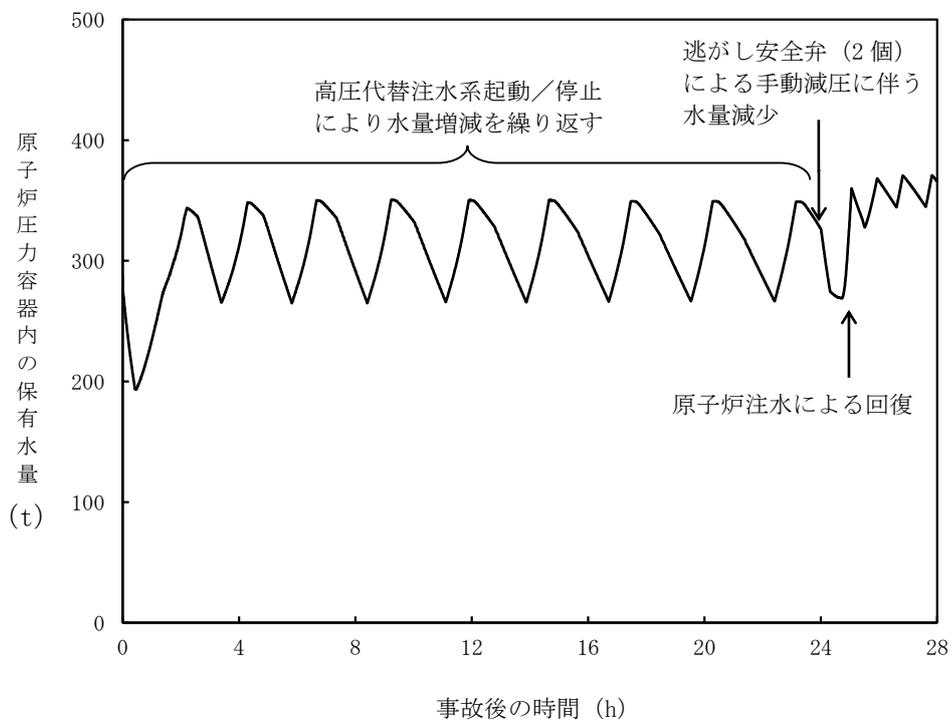


図 2.3.2.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

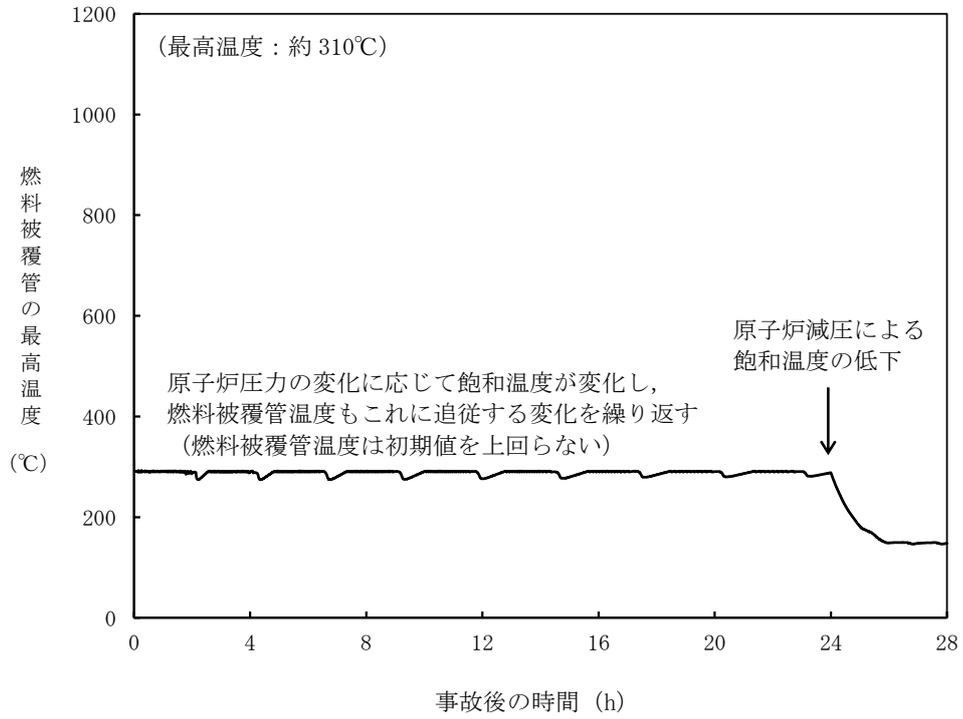


図 2.3.2.13 燃料被覆管温度の推移

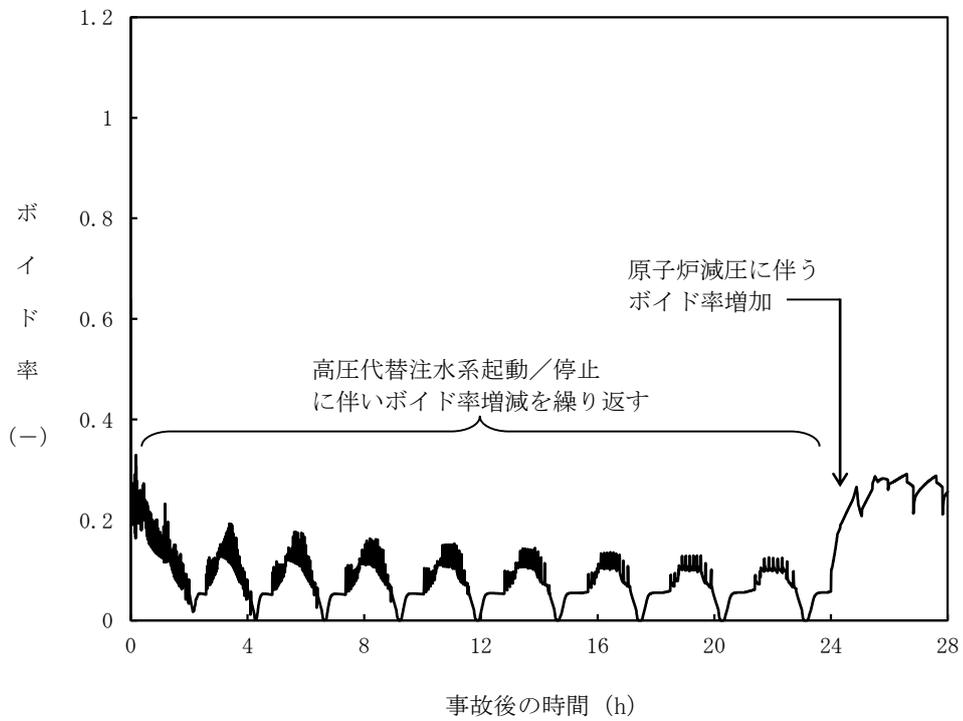


図 2.3.2.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

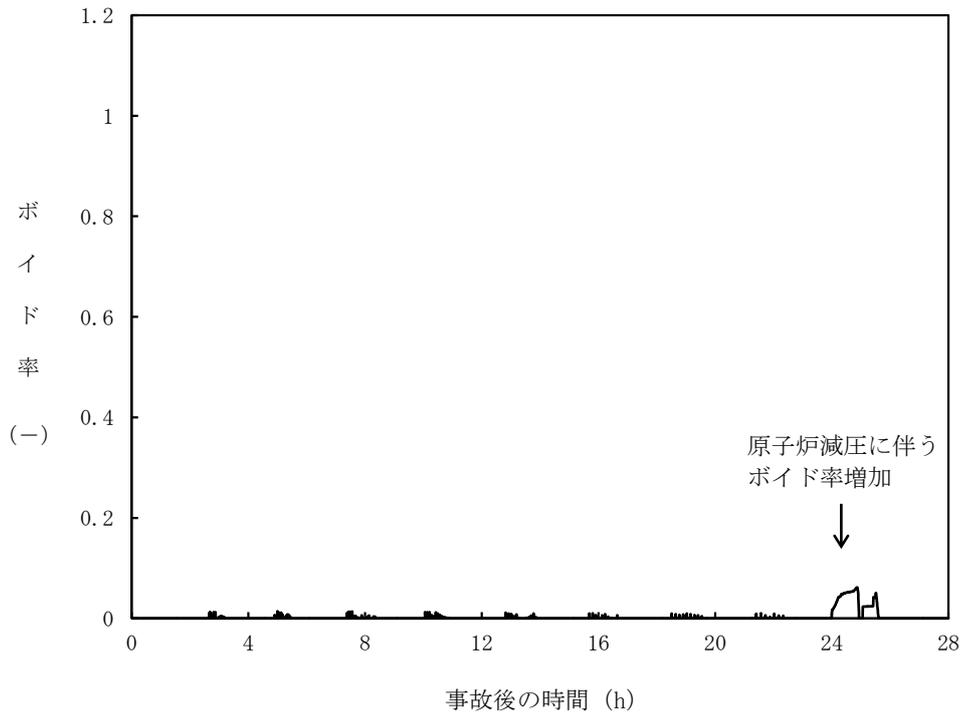


図 2.3.2.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

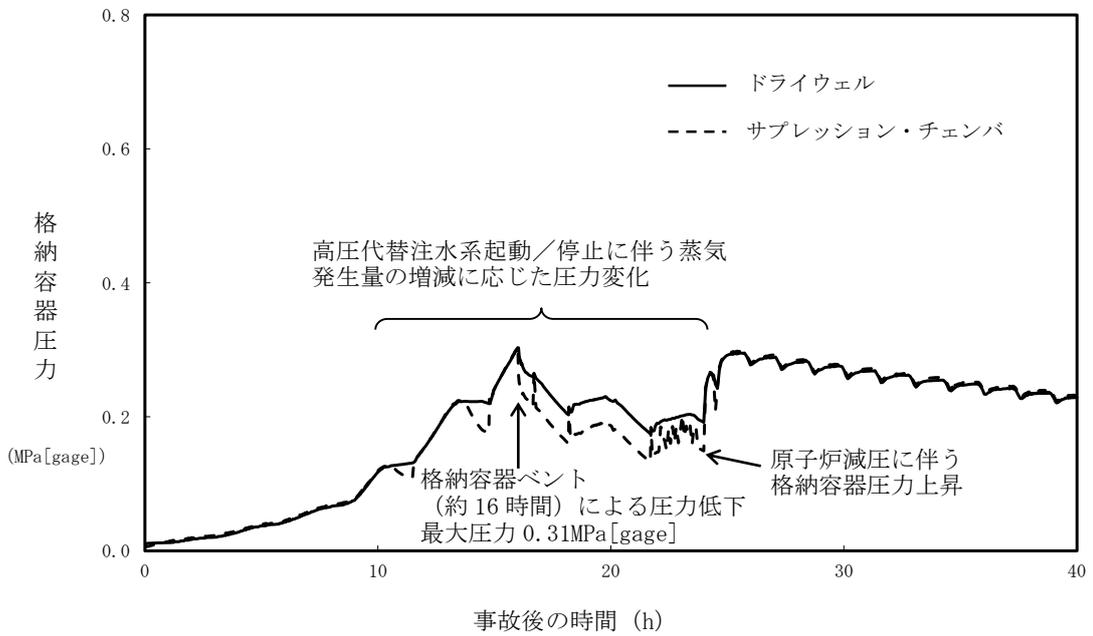


図 2.3.2.16 格納容器圧力の推移

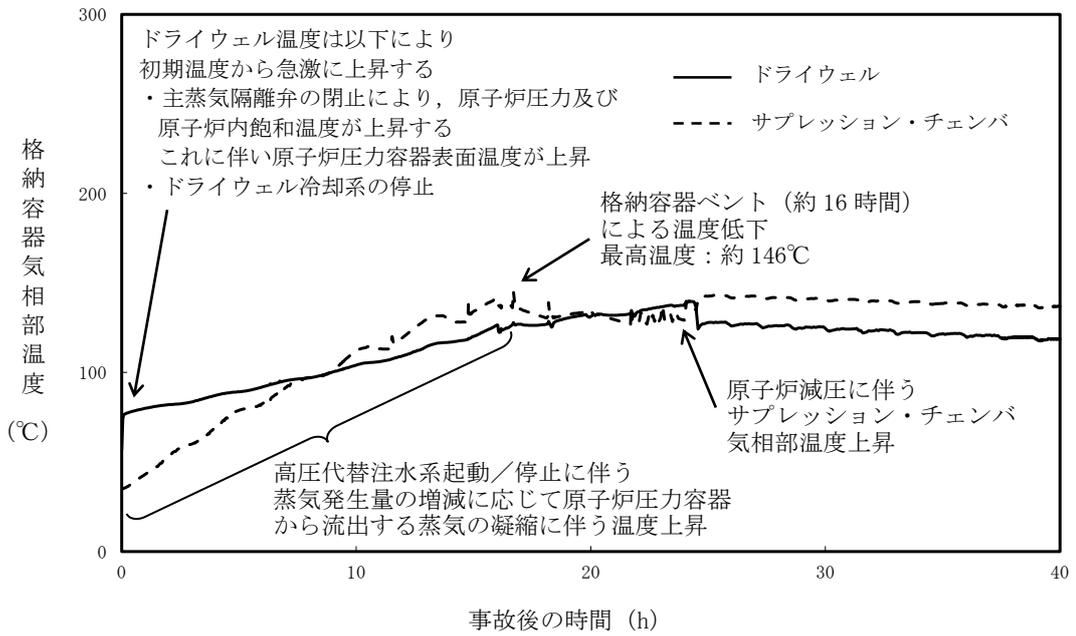


図 2.3.2.17 格納容器気相部温度の推移

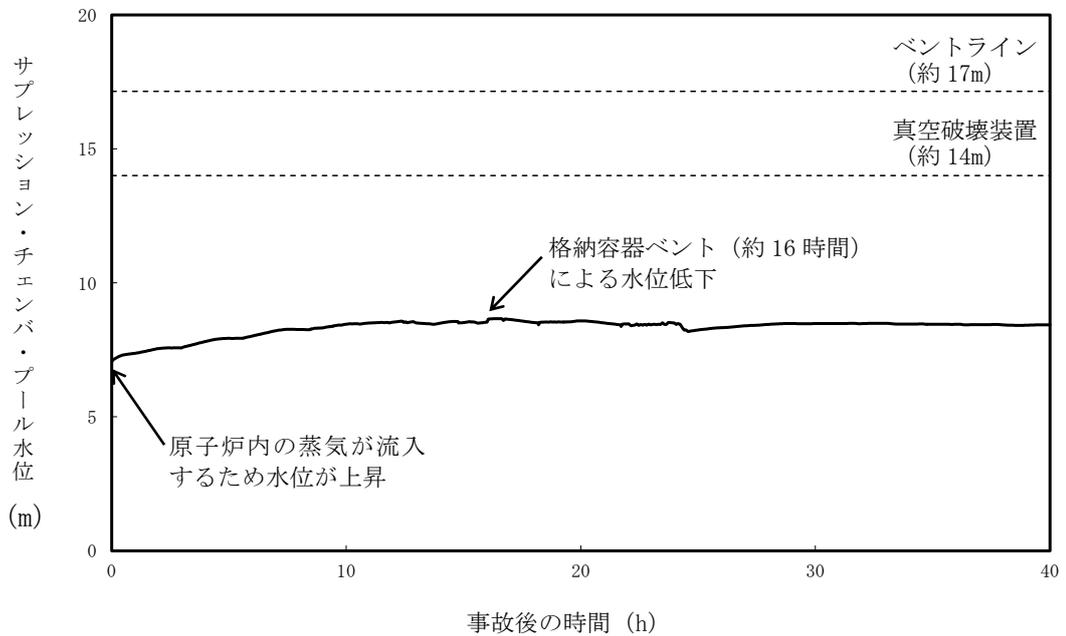


図 2.3.2.18 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

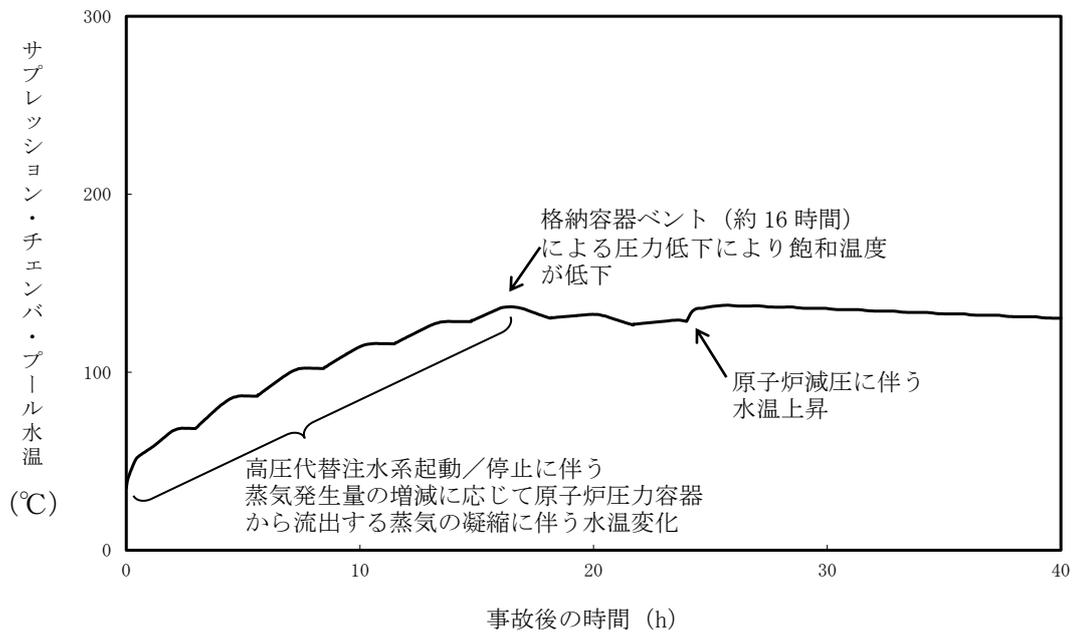


図 2.3.2.19 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時における重大事故等対策について

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
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 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)
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
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを手動起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	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（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	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） 復水貯蔵槽水位 (SA)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 2.3.2.2 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 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°C	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10°C	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)	7,350m <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 (ドライウエルーサプレッション・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 2.3.2.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 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	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
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
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	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 2.3.2.2 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (3/6)

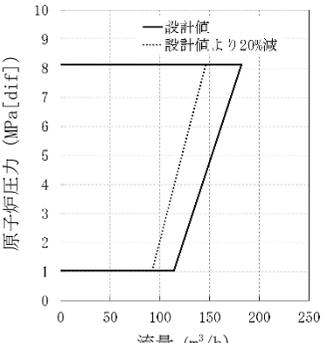
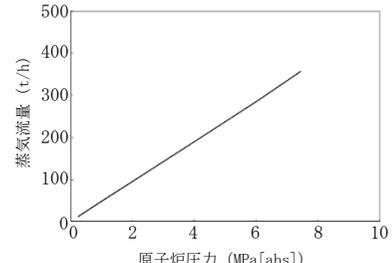
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	
	高圧代替注水系	原子炉水位低 (レベル 2) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル 8) にて手動停止 設計値である 182m <sup>3</sup> /h (8.12MPa[dif])において) ~114m <sup>3</sup> /h (1.03MPa[dif])において) に対し, 保守的に 20%減の流量にて注水	<p>高圧代替注水系の設計値に対し, 保守的に 20%減の流量を設定</p>  <p>高圧代替注水系ポンプによる注水特性</p>
	逃がし安全弁	<p>逃がし弁機能</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>7.51 MPa[gage] × 1 個, 363t/h/個</li> <li>7.58 MPa[gage] × 1 個, 367t/h/個</li> <li>7.65 MPa[gage] × 4 個, 370t/h/個</li> <li>7.72 MPa[gage] × 4 個, 373t/h/個</li> <li>7.79 MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個</li> <li>7.86 MPa[gage] × 4 個, 380t/h/個</li> </ul> <p>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流量の関係〉</p> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	

表 2.3.2.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（4/6）

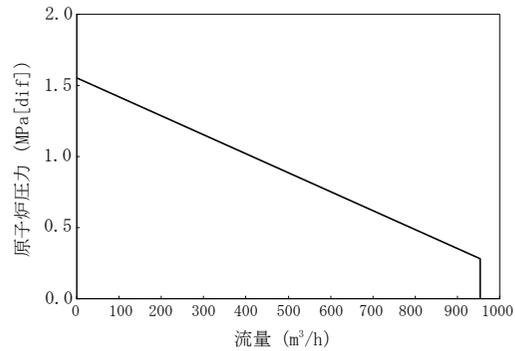
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[dif]において)にて注水  残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水  崩壊熱相当量の注水量として設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/h にてスプレイ</li> <li>伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温 52℃、海水温度 30℃において）</li> </ul> 残留熱除去系の設計値として設定

表 2.3.2.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 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	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（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・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 2.3.2.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 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	高压代替注水系の起動操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定
	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
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系準備操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

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

有効性評価「全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）」では、高圧代替注水系（以下「HPAC」という。）を用いた事象発生から 24 時間の原子炉注水に期待している。

HPAC が起動から 24 時間運転を継続するために必要な直流電源は、AM 用直流 125V 蓄電池より供給され、その容量は「添付資料 2.3.1.2」にて確認している。なお、HPAC の系統構成の概略を図 1 に示す。

直流電源の容量以外にも、事故時にはサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）の圧力及び水温の上昇や中央制御室・HPAC 室の温度上昇が HPAC の運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれらの影響についても確認した（表 1 参照）。

表 1 に記載したそれぞれの要因は、HPAC の 24 時間運転継続の制約とならないことから、本有効性評価において HPAC に期待することは妥当と考える。

以 上

表 1 HPAC 運転継続の制約要因の評価

HPAC 運転継続 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	HPAC は復水貯蔵槽を水源とするため、S/C のプール水の温度上昇の影響はない。	左記の理由により、評価不要である。
S/C 圧力上昇	S/C 圧力上昇は HPAC タービンの排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、HPAC はタービン排気圧高による自動停止のインターロックを持たない設計としている。	左記の理由により、評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の HPAC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SB0 では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の中央制御室の最高温度は約 38℃（補足資料参照）であり、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ <sup>*1</sup> を下回る。したがって、 <u>中央制御室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。</u>
HPAC ポンプ室の温度上昇	HPAC のポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃（初期 6 時間まで 100℃、それ以降は 66℃の設計）を想定している。SB0 では換気空調系が停止しているため、HPAC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる。	HPAC 室内の発熱と HPAC 室の放熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の HPAC 室の最高温度は約 55℃（補足資料参照）と評価され、HPAC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって、 <u>HPAC 室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

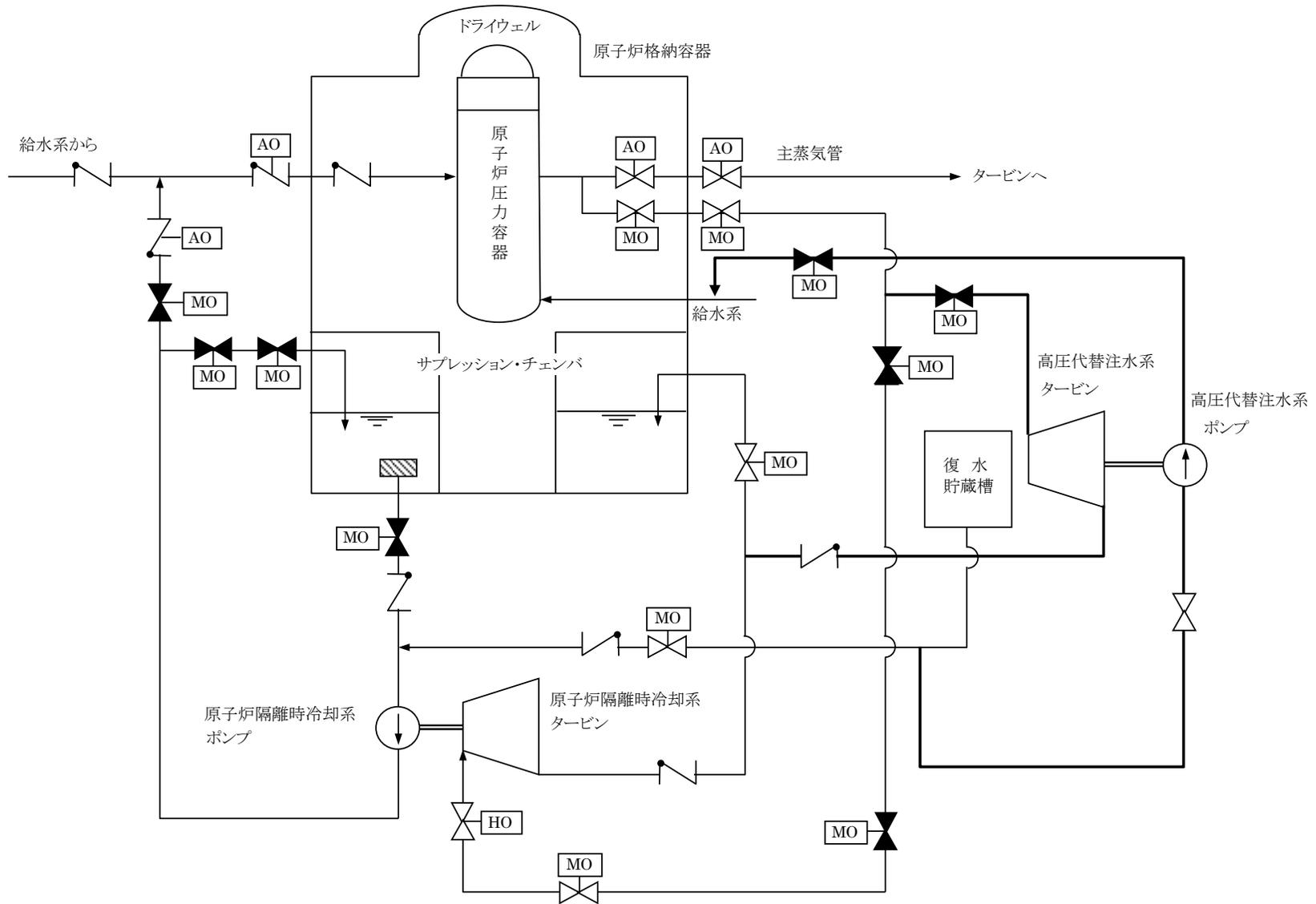


図1 高圧代替注水系系統概要図

全交流動力電源喪失時における HPAC 室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。

ここでは、添付資料2.3.1.3 補足資料と同様の方法を用いてHPAC室温を評価した。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象とする部屋の条件：表1，表2参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
  - ： 一般エリア 40℃
  - ： S/C 138℃
- ・壁－空気の熱伝達率： W/m<sup>2</sup>℃（無換気状態）[出典：空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率： /m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件（7号炉の場合）

	HPAC室
発熱負荷 [W]	
容積 [m <sup>3</sup> ]	
熱容量 [kJ/℃]	
初期温度 [℃]	40

※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

表2 評価する部屋の寸法（7号炉の場合）

--

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において、事故後24時間のHPAC室の最高温度は約55℃となり、設計で考慮している温度※を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。

※HPAC室：(HPACのポンプ、弁、タービン、計装品等)

： 66℃ (初期6時間まで100℃、それ以降は66℃の設計)

以 上

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）+RCIC 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、スプレー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）に変わりはなく、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、格納容器圧力逃がし装置等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、本シナリオでは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、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることなく、運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお、本シナリオでは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、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることなく、運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない。
	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 スプレー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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本シナリオでは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、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることなく、運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない。

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）+RCIC 失敗）（2/2）

【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
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。	<p>高圧代替注水系の起動操作は, 給水喪失に伴う原子炉水位の低下開始を起点として, 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後に速やかに開始することとなり, 原子炉水位(シュラウド外)低下挙動が早い場合であっても, これら操作手順(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>原子炉減圧後の注水開始は, 原子炉水位(シュラウド外)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, 運転員等操作時間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。</p>	<p>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。</p> <p>なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく, 炉心は冠水維持されるため, 燃料被覆管温度は初期値(約 310°C)を上回ることではないことから影響を与えることはない。</p>
	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。	<p>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与える影響はない。</p>	<p>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。</p> <p>破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は, 压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。</p> <p>なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく, 炉心は冠水維持されるため, 燃料被覆管温度は初期値(約 310°C)を上回ることではないことから影響を与えることはない。</p>
	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めに評価する。	「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）+RCIC 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	E C C S 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ものと考えられる。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。	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。				
	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。
	サブプレッション・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）+RCIC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。
	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うるが、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及ぼす影響はなく、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うるが、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。
	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。
	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、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としてい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。
	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、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。
	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。
	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うるが、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。
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・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うるが、ゆらぎによるサブプレッション・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。
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～約35℃ (実測値)	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、格納容器スプレイ及び格納容器ベント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。	

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）+RCIC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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPa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、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPa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、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・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	50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	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。	最確条件とした場合には、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り、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから、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、解析条件で設定している水温よりも低くなることがあり、原子炉水位挙動に影響する可能性があるが、この顕熱分の影響は小さい。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り、格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが、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。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	—
	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）+RCIC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	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定。	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定。		
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	—	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	—	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定。		外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
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。	
	高圧代替注水系	原子炉水位低（レベル2）にて手動起動182m³/h（8.12[dif]）において～114m³/h（1.03MPa[dif]）において）に対し、保守的に20%減の流量で注水	原子炉水位低（レベル2）にて手動起動182m³/h（8.12[dif]）において～114m³/h（1.03MPa[dif]）において）で注水	高圧代替注水系の設計値に対し、保守的に20%減の流量を設定。	解析条件と最確条件の流量に差異があっても、レベル2～レベル8で原子炉水位を制御する操作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。	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。
		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。	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。
	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、954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生24時間後に手動起動し、954m³/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。	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。	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）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定。	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。	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）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	・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、954m³/hにてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	・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にてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温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。	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。また、伝熱容量は、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。	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ものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、伝熱容量は、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（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	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（流路面積約70%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。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。
	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。	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。

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) +RCIC 失敗) (1/5)

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	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生から25分後	<p>【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計等にて原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の機能喪失を確認する。解析上は事象発生後, 10分間は運転員による操作に期待しないこととしているが, 全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合は, 高圧注水系機能喪失の確認時間は, 以下に示すとおり6分間程度と想定している。よって, 操作開始時間は早くなる可能性がある。 [全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に1分間を想定</li> <li>● RCIC 機能喪失の確認及び他の非常用炉心冷却系の起動操作判断の所要時間に2分間を想定</li> <li>● 全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認の所要時間に3分間を想定</li> <li>● これらの確認時間等の合計により, 全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合に, 高圧注水系機能喪失の所要時間を6分間と想定</li> </ul> <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】 高圧代替注水系による原子炉注水準備の操作は, 系統構成のための電動弁3弁の開閉操作及び高圧代替注水系の手動起動である。何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計の操作時間を4分間と想定している。これに余裕時間を含めて操作時間を15分間と想定している。よって, 操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 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。なお, 高圧代替注水系は, 原子炉水位 (レベル2) から原子炉水位 (レベル8) まで手動にて原子炉水位制御を行うが, 運転員は事象の発生を十分に認知しており, 当該作業を誤る可能性は低い。</p>	原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず, 直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して設定されていることから, 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, 原子炉への注水開始時間を早める。	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, 操作開始時間が早くなった場合も原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回らないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から50分後 (操作開始時間の25分程度の時間遅れ) までに高圧代替注水系による注水が開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約859℃となり, 1,200℃を下回るため, 炉心の著しい損傷は発生しない。	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, 起因事象の全交流動力電源喪失後3分で高圧代替注水系の起動操作を開始。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。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から12時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—

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）+RCIC失敗）（2/5）

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，電源車，可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12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。	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	<p>有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（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）及び可搬型大容量送水ポンプ（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。</p> <p>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，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）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。</p> <p>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。</p> <p>可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間180分のところ訓練実績等では約96分，電源車及び可搬型大容量送水ポンプ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。</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）+RCIC 失敗）（3/5）

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	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 16 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，ホイールロード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，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，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 0.31MPa [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>【操作の確実さ】</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 16 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。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ない。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 16 時間あり準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa [gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力 0.62MPa [gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間であり，約 20 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。</p>	<p>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原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間含め約 30 分の操作時間で完了する見込みを得た。二次格納施設内で電動弁の手動操作は，移動時間含め約 35 分の操作時間で完了する見込みを得た。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。また，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を移動時間含め約 12 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。</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) +RCIC 失敗) (4/5)

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 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 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, 格納容器の温度及び圧力を早期に低下させる。	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る。この場合, 格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。	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, 4 時間程度の準備時間が確保できるため, 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。

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) +RCIC 失敗) (5/5)

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	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	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。	—	—	—	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 2 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。
	逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	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。	—	—	—	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, 復水移送ポンプの起動を確認し, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 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。
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	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	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。	—	—	—	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, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成に約 2 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 (格納容器スプレイモード) 運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	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。	—	—	—	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, 格納容器スプレイモードのための系統構成に約 2 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。

### 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

#### 2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

##### (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）+直流電源喪失」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、「外部電源喪失+直流電源喪失」※1である。

※1 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。

##### (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

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が失われることを想定する。このため、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源喪失により原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

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より電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって24時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって、炉心損傷の防止を図る。また、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置、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）+直流電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器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 2.3.3.1 から図 2.3.3.4 に、手順の概要を図 2.3.3.5 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 2.3.3.1 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等を行うための参集要員34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.3.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認<sup>※2</sup>

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失<sup>※3</sup>する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

※2 直流電源喪失時には平均出力領域モニタ等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。

※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは2.3.3.2の通り、「外部電源喪失+直流電源喪失」であるが、全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。

b. 高圧代替注水系による原子炉注水

高圧代替注水系による原子炉水注水については、2.3.2.1（3）bと同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1（3）eと同じ。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、2.3.1.1（3）fと同じ。

f. 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）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) g と同じ。

g. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1 (3) h と同じ。

h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) i と同じ。

### 2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失+直流電源喪失」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、格納容器ベント、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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解析条件は表2.3.2.2と同じ。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

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

全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、全ての非常用ディーゼル発電機及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(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

重大事故等対策に関連する機器条件は、2.3.2.2 (2) bと同じ。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

重大事故等対策に関連する操作条件は、2.3.2.2 (2) cと同じ。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は、2.3.1.2 (3)と同じ。

(4) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は、2.3.2.2 (4)と同じ。

### 2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では2.3.2.3と同じ。

### 2.3.3.4 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）+直流電源喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.3.1 (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34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

必要な資源の評価結果は、2.3.2.4 (2)と同じ。

### 2.3.3.5 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）+直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、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及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）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）+直流電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、高圧代替注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）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。

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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）＋直流電源喪失」において、高圧代替注水系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失」に対して有効である。

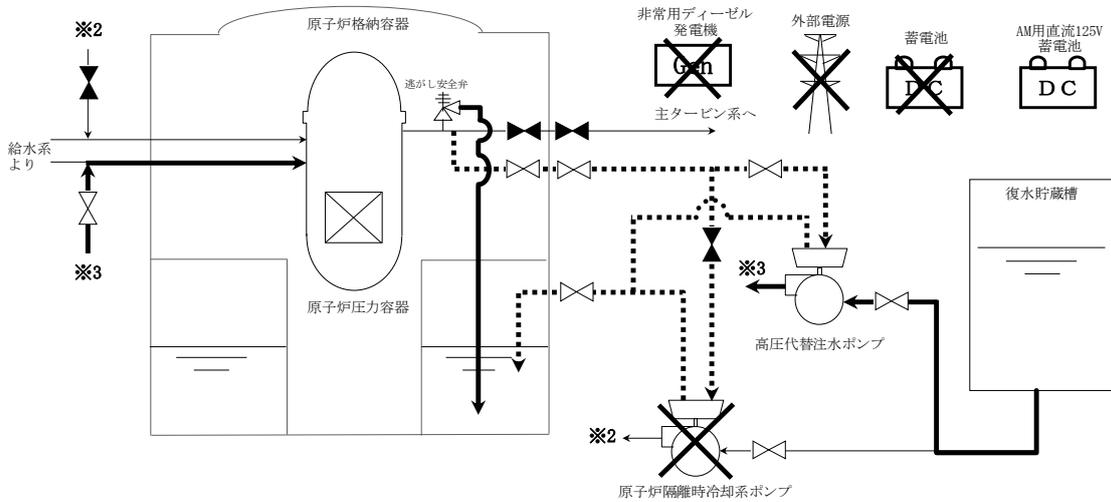


図 2.3.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の  
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)  
(原子炉注水)

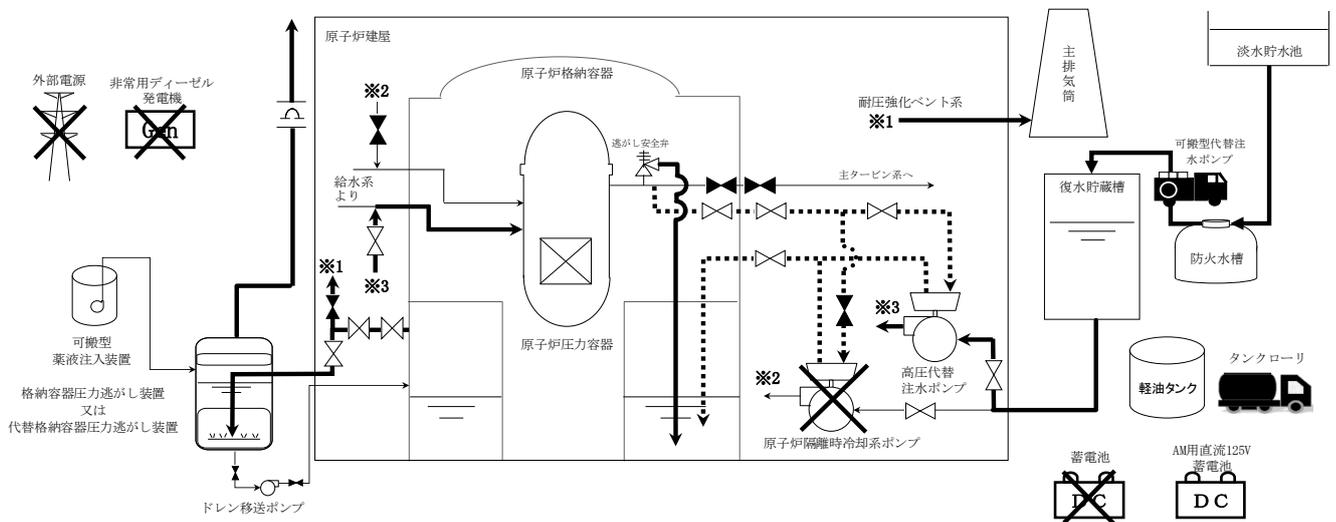


図 2.3.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の  
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

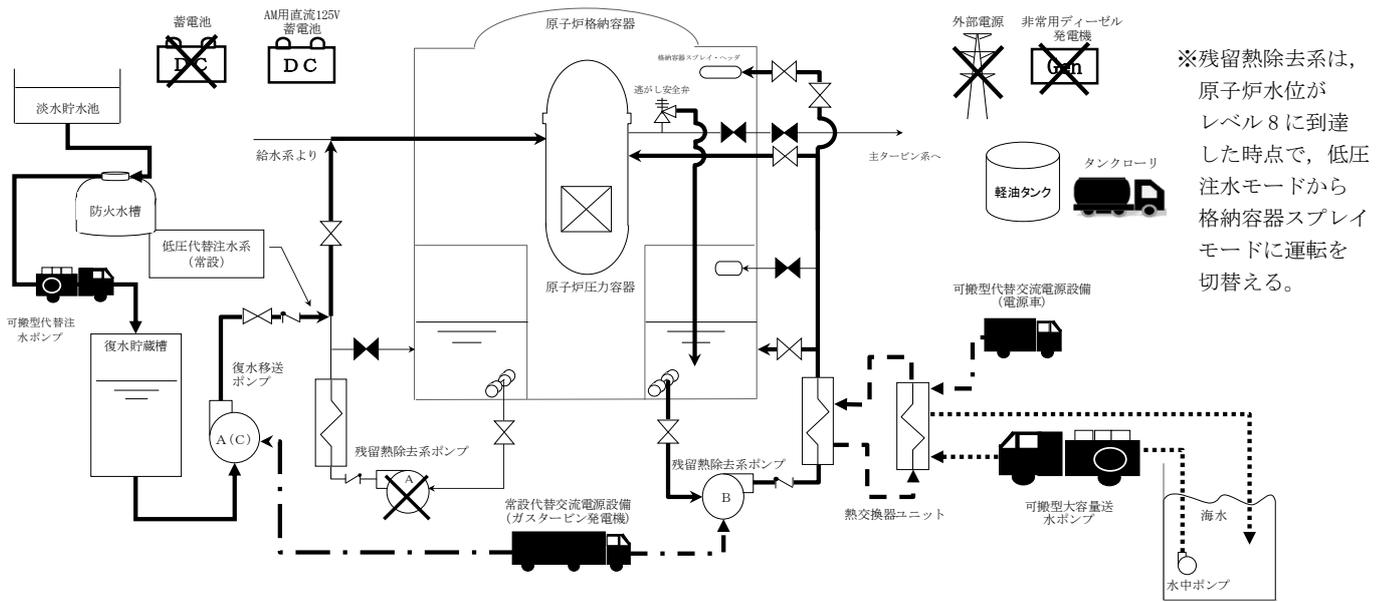


図 2.3.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の  
重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)  
(原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

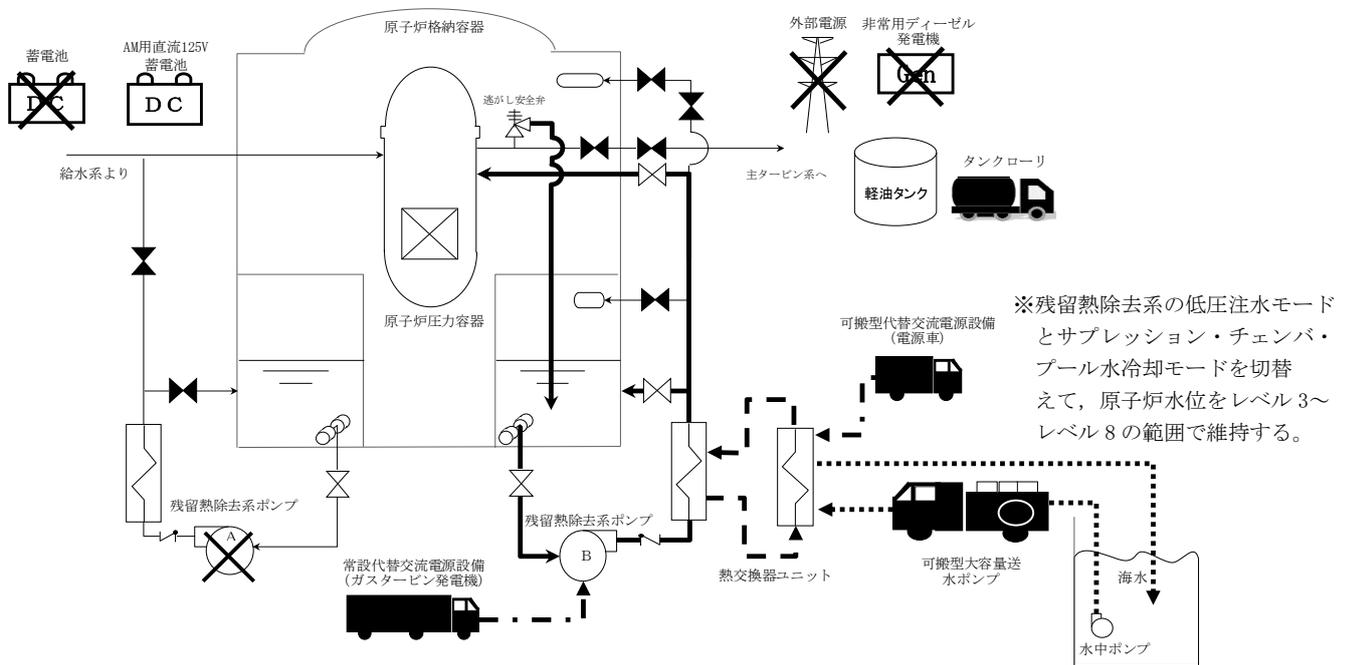


図 2.3.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の  
重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)  
(原子炉格納容器除熱)

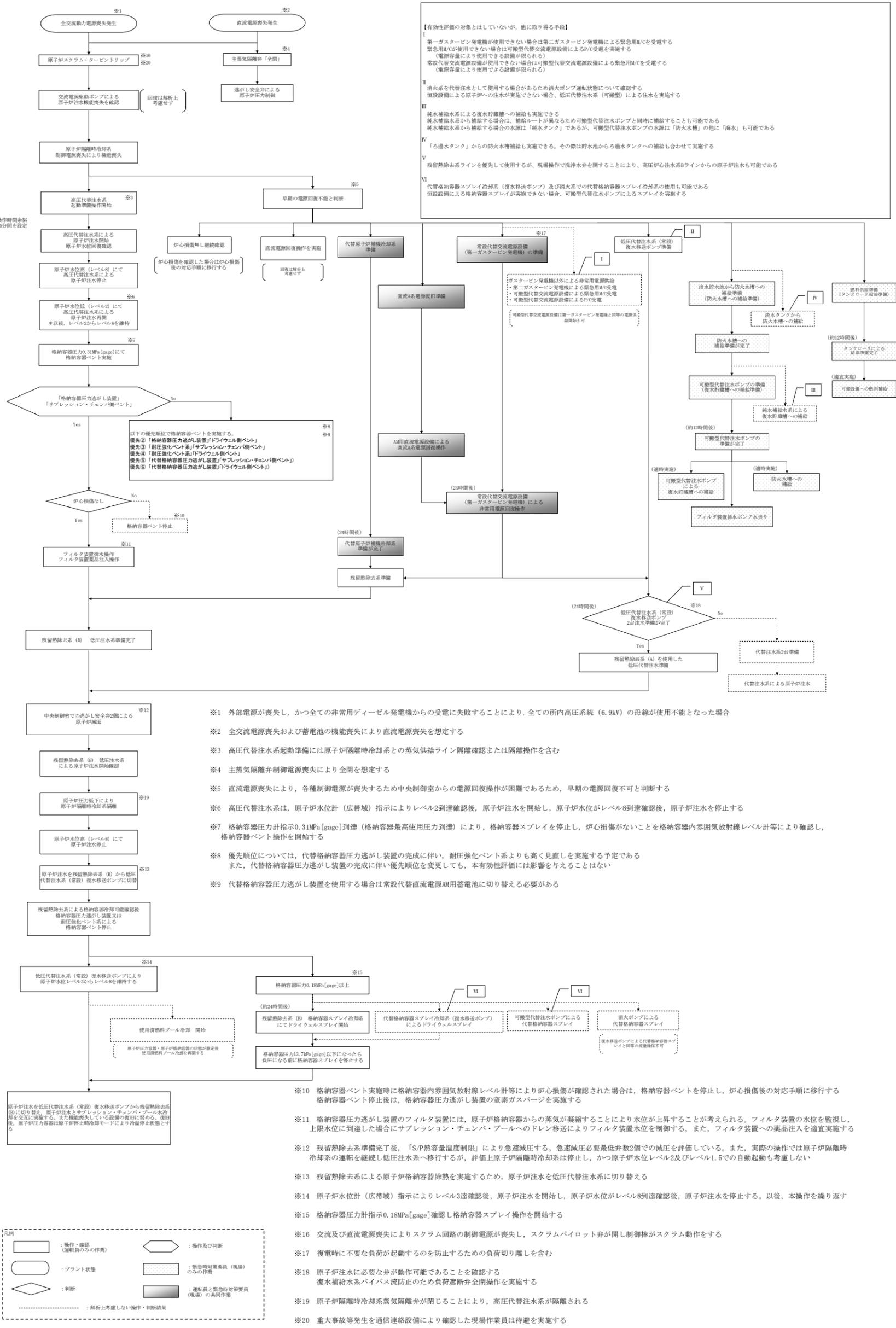


図 2.3.3.5 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の対応手順の概要



全交流動力電源喪失 (& 直流電源喪失時)							経過時間 (時間)											備考			
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)											備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		27	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
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	原子炉水位レベル2~レベル6で原子炉注水 原子炉隔離時冷却系での注水は、復水移送ポンプによる注水確認完了を確認するまで実施													
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作)	60分													
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視													
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	60分													
	-	-	-	-	4人 (参集)	4人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定 ・フィルタ装置薬液補給	適宜実施											中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する		
燃料給油準備	-	-	-	-	※2, ※3	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給												120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人)	-	・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													
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	※1 (13人) ※6, ※7	※1 (13人) ※6, ※7	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	作業中断 (一時待避中) 270分+待避時間30分												・作業時間10時間	
燃料給油準備	-	-	-	-	※6	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給												90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人)	-	・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	適宜実施													
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※7 (3人)	※7 (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施													
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) C, D	-	-	-	・放射線防護装置準備												10分		
	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動、給電												20分		
常設代替交流電源設備 運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 運転状態監視												5分		
	-	-	-	-	2人	-	・放射線防護装置準備 ・第一ガスタービン発電機 運転状態監視												10分	適宜実施	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C (D系) 受電確認												10分		
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, d	-	-	・放射線防護装置準備												10分		
	-	-	-	-	-	-	・M/C (D系) 受電												10分		
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C (C系) 受電確認												10分		
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・M/C (C系) 受電 ・MCC (C系) 受電												10分		
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系ポンプ起動												15分		
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水												5分		
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ												15分		
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ・可搬型貯蔵槽からライン切替												30分		
低圧注水モードから低圧代替注水系 (常設) 切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水開始												5分		
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位はレベル3~レベル8維持													
格納容器ベント停止操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント停止操作												30分		
格納容器スプレイ冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器スプレイ弁操作	格納容器圧力は13.7~180kPa[gage]維持													
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側 1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する											60分		
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としてろ過装置の隔離およびスキマージタンクへの補給を実施する											30分	燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する											30分		
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※4 (2人)	※4 (2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施		
燃料給油作業	-	-	-	-	※5 (2人)	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 e, d, e, f	10人 (参集要員34人)																

図 2.3.3.6 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の作業と所要時間(2/2)

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

表 2.3.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時における重大事故等対策について

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、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移、および逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する	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
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 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)
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
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	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（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	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） 復水貯蔵槽水位 (SA)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

## 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压注水機能及び低压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，常設代替交流電源設備による給電及び低压代替注水系（常設）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による原子炉格納容器冷却及び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。

ただし，本事故シーケンスグループは，「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の主要解析条件である，「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする」という条件の有無によって，炉心損傷防止の成否が変わることを踏まえ，本条件を除外して有効性評価を実施する。なお，本条件を除外しない場合，本事故シーケンスグループの評価は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスの評価に包絡される。

（添付資料 2.3.4.1）

#### (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

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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、常設代替交流電源設備による給電手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため、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による原子炉格納容器冷却手段及び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時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26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。

原子炉水位回復後は、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。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、2.3.1.1 (3) c と同じ。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）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復水移送ポンプ 2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備完了後、原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認した時点で、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。

e. 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、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

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、原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系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ェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系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。

代替格納容器スプレイ冷却系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、代替格納容器スプレイを再開する。

g. 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

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

#### h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後、低圧代替注水系（常設）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。

原子炉水位回復後は、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。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を再開する。

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、逃がし安全弁の再開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再開失敗」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、182m<sup>3</sup>/h（8.12MPa[dif]～1.03MPa[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（常設）

原子炉減圧後に、最大300m<sup>3</sup>/hで原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替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。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、代替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。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）とする。

(g) 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、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起動し、954m<sup>3</sup>/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(h) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

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

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、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プールの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。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉の急速減圧操作は、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し、原子炉隔離時冷却系が停止した時点で開始する。
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。
- (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は、事象発生から20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（低圧注水モード）による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後に開始する。

(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、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図2.3.4.13から図2.3.4.15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図2.3.4.16から図2.3.4.19に示す。

※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。

事象発生から70分経過した時点で、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した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、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が低下するが、有効燃料棒頂部を下回ることはなく、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、原子炉水位は回復する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧による原子炉水位の低下に伴って上昇するが、燃料被覆管では核沸騰冷却が継続するため熱伝達係数は変化しない。このため、燃料被覆管温度が上昇することは無く、原子炉減圧による飽和温度の低下に伴って燃料被覆管温度は低下する。

全交流動力電源喪失に伴い、崩壊熱除去機能を喪失しているため、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が徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び事象発生から20時間後からは、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。

なお、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合は、低圧代替注水系（常設）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による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を交互に実施することで、サブプレッション・チェンバ・プールの水位上昇を抑制しつつ、原子炉水位維持及び原子炉格納容器除熱を行う。

#### 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、初期値（約310℃）を上回ることなく、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1%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による原子炉格納容器冷却及び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°C 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、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、20 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、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

(添付資料 2.3.4.2)

##### (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

本重要事故シーケンスにおける初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する

機器条件に係る不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(2) 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」と同じ。

(添付資料2.3.4.2)

#### 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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の操作開始時間とはほぼ同等であり、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約1.5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、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位の維持の点では問題とならない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系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13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切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13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、操作開始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、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。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合

計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

(添付資料2.3.4.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、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が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、燃料被覆管の冠水は維持されるため、その影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高(レベル8)到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、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。

(添付資料2.3.4.2)

(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。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(約1.5時間)内に低圧代替注水系(常設)の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電を実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(約1.5時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系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2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20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18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2.3.4.2)

#### (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及び低圧代替注水系（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3,400m<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6,800m<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12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、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。

(添付資料 2.3.4.3)

#### b. 燃料

2.3.1.4 (2) b. 「燃料」と同じであり、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、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。

#### 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2,342kW（6号炉：約1,159kW 7号炉：約1,183kW）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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系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。

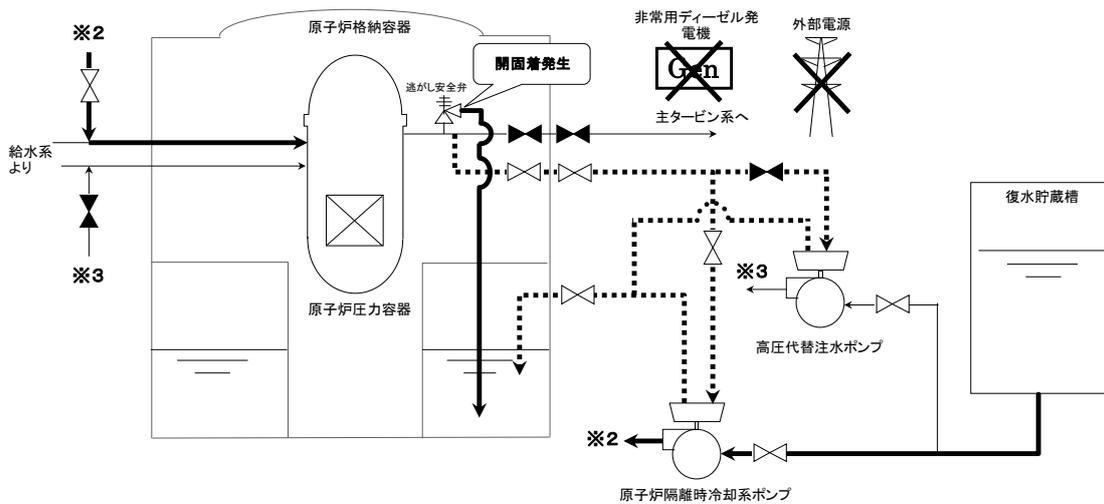


図 2.3.4.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）  
（原子炉注水）

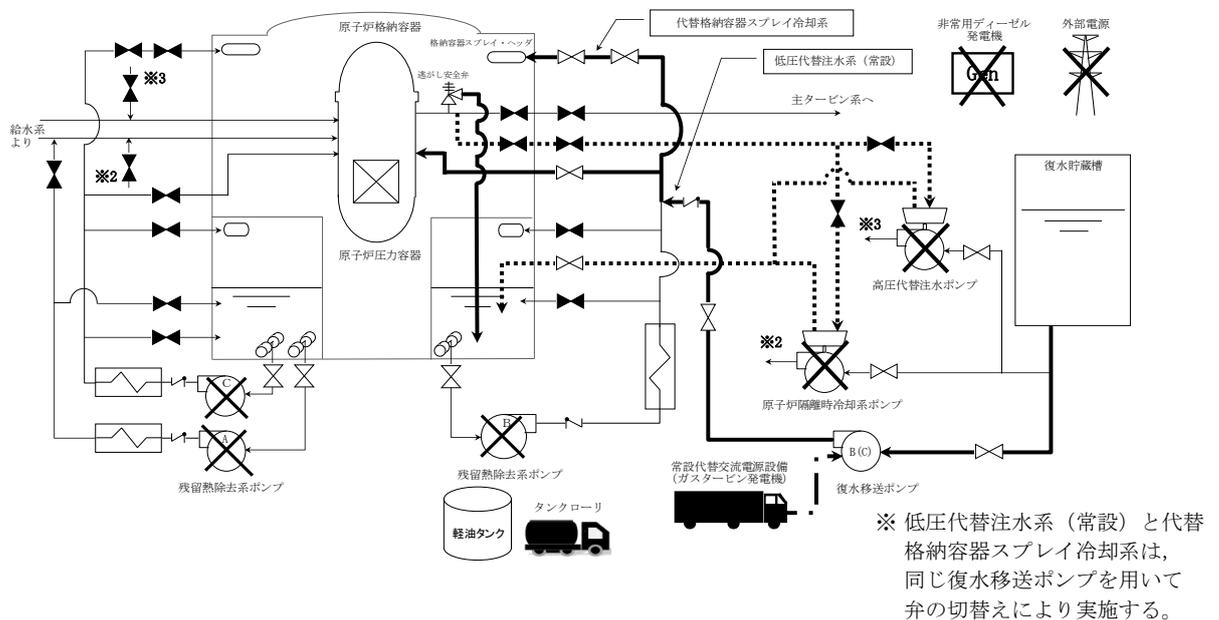


図 2.3.4.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

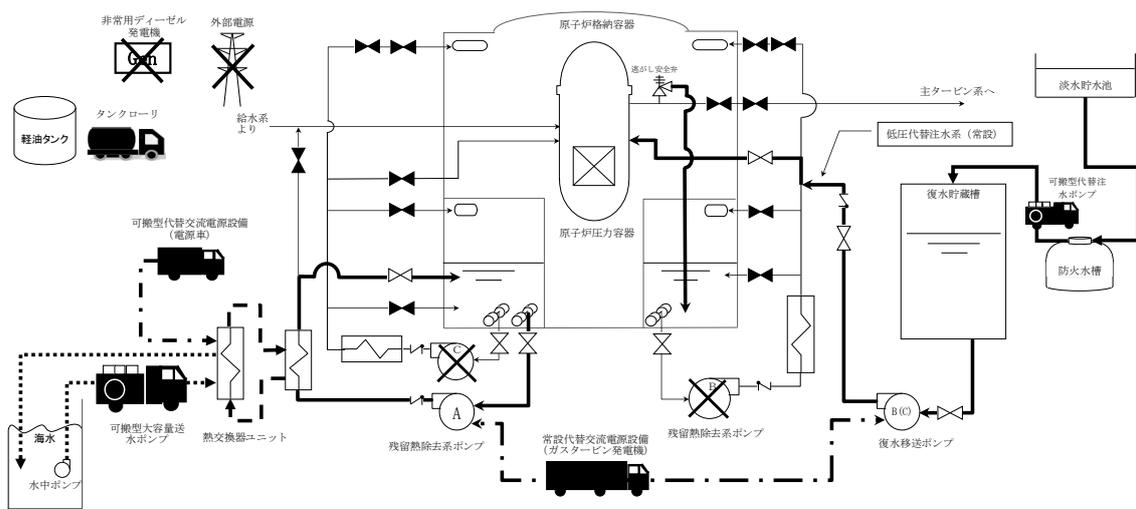
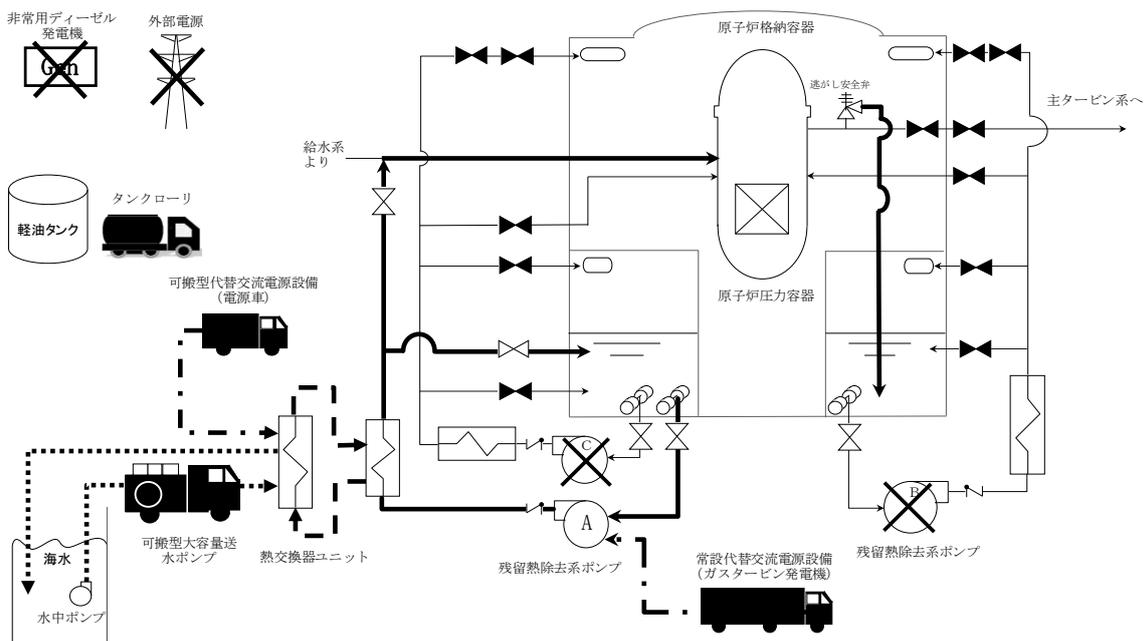


図 2.3.4.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の  
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉炉水位をレベル 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）

(解析上の時間)

(0分)

(約3分後)

(約10分後)

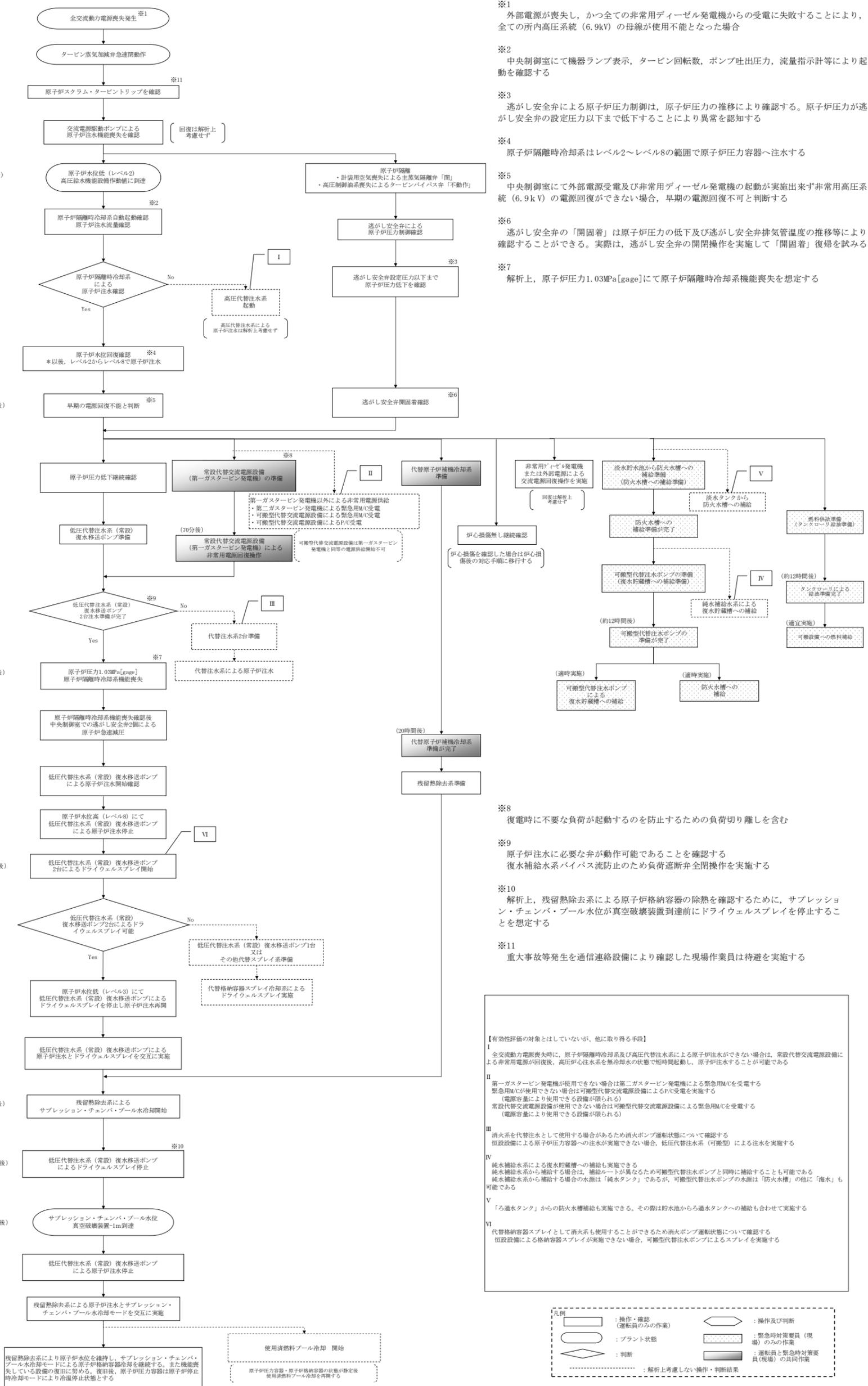
(約90分後)

(約2時間後)

(20時間後)

(約25時間後)

(約38時間後)



- ※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、全ての所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となった場合
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※3 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
- ※4 原子炉隔離時冷却系はレベル2～レベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する
- ※5 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系統（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
- ※6 逃がし安全弁の「開固着」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、逃がし安全弁の開閉操作を実施して「開固着」復帰を試みる
- ※7 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

- ※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が動作可能であることを確認する。復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する
- ※10 解析上、残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱を確認するために、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置到達前にドライウェルスプレイを停止することを想定する
- ※11 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

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】

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があるため消火ポンプ運転状態について確認する  
恒設設備による原子炉圧力容器への注水が実施できない場合、低圧代替注水系(可搬型)による注水を実施する

IV 純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる  
純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同様に補給することも可能である  
純水補給水系から補給する場合は水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」他に「海水」も可能である

V 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

VI 代替格納容器スプレイとして消火水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  
恒設設備による格納容器スプレイが実施できない場合、可搬型代替注水ポンプによるスプレイを実施する

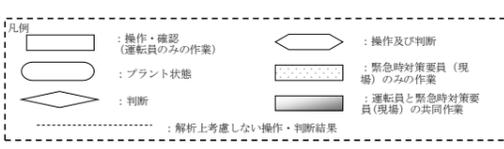


図 2.3.4.5 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の対応手順の概要

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			
		指使者	6号 当直副長	7号 当直副長	1人			1人	号炉毎運転操作指揮	約3分 原子炉スクラム 約3分 原子炉水位低(レベル2) プラント状況判断 約70分 低圧代替注水系(常設) 注水準備完了 約90分 原子炉圧力1.03MPa、原子炉隔離時冷却系機能喪失 原子炉急減圧開始													
通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																		
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																			
6号		7号		6号		7号																	
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失確認</li> <li>原子炉スクラム・タービントリップ確認</li> <li>逃がし安全弁「開閉者」確認</li> <li>交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認</li> </ul>	10分															
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認</li> </ul>		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 原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水														
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機 機能回復</li> <li>外部電源 回復</li> </ul>																
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	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>受電前準備(中機)</li> <li>放射線防護装備準備</li> <li>現場移動</li> <li>第一ガスタービン発電機健全性確認</li> <li>第一ガスタービン発電機給電準備</li> <li>第一ガスタービン発電機起動、給電</li> </ul>	20分	10分	20分	10分	20分											
	-	-	2人 C, D	-	-	-																	
	-	-	2人 B, F	4人 e, d e, f	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>放射線防護装備準備</li> <li>現場移動</li> <li>6号炉 M/C (D) 受電準備</li> <li>現場移動</li> <li>7号炉 M/C (C) (D) 受電準備</li> </ul>	10分	50分	50分												
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>第一ガスタービン発電機 運転状態確認</li> <li>放射線防護装備準備</li> <li>現場移動</li> <li>第二ガスタービン発電機 状態確認</li> <li>現場移動</li> <li>第一ガスタービン発電機 運転状態確認</li> </ul>	10分	30分	25分												
	-	-	-	-	-	2人	-																
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>M/C 受電確認</li> </ul>																
	-	-	(2人) B, F	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>6号炉 M/C (D) 受電</li> <li>6号炉 M/C (D) 受電</li> </ul>																
	-	-	-	(4人) e, d e, f	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>7号炉 M/C (C) (D) 受電</li> <li>7号炉 M/C (C) (D) 受電</li> </ul>															
低圧代替注水系(常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>復水移送ポンプ(B, C) 起動/運転確認</li> <li>低圧代替注水系(常設) ラインアップ</li> </ul>	15分															
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場移動</li> <li>低圧代替注水系(常設) 現場ラインアップ</li> <li>密閉水貯蔵槽吸込ライン切替</li> </ul>																
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) B, F	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場移動</li> <li>6号炉 M/C (C) 受電準備</li> </ul>																
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>6号炉 M/C (C) 受電確認</li> </ul>																
	-	-	(2人) B, F	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>6号炉 M/C (C) 受電</li> <li>6号炉 M/C (C) 受電</li> </ul>																
原子炉急減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>逃がし安全弁 2級 手動開放操作</li> </ul>																
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系 注水弁操作</li> </ul>																

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)

全交流動力電源喪失 (&逃がし安全弁漏えい)							経過時間 (時間)														備考							
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)														備考						
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28		30	32	34	36	38	40
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																						
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	約2時間 格納容器スプレイ開始																				
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	約25時間 格納容器スプレイ停止																				
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	-	-	-	-	2人 ※1, ※2		・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	90分																			
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人, ※1	2人, ※2	・放射線防護装備準備 ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	10分	180分	適宜実施																		
燃料給油準備	-	-	-	-	※1, ※2 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分															タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給					
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人)		・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																				
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人		・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 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	10分	90分	適宜実施																		
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	10分	300分																			
燃料給油準備	-	-	-	-	13人 (参集) ※3, ※4 ↓ (2人)		・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・貨機配置及びホース布設、起動及び系統水張り	10分	10時間																			
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給 ・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	90分	適宜実施														タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給					
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※4 ↓ (3人)	※4 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施																				
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード 起動準備 ・サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード 起動	10分	5分																			
残留熱除去系 原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	レベル8まで注水後は、適宜原子炉注水とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの切替えを繰り返し実施														適宜実施						
残留熱除去系 サブプレッション・チェンバ・プール水冷却操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 サブプレッション・チェンバ・プール水冷却弁操作	原子炉水位はレベル3～レベル8維持														適宜実施						
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側系隔離 ・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する	60分																				
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・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 ・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する	30分	燃料プール水温「11℃」以下維持 要員を確保して対応する																			
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動 ・燃料プール冷却浄化系を再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する	30分																				
燃料給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給	10分	90分	適宜実施														タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給				
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人)		・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施																				
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 e, d, a, f	10人 (参集要員26人)																							

( ) 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 再閉失敗時の作業と所要時間 (2/2)

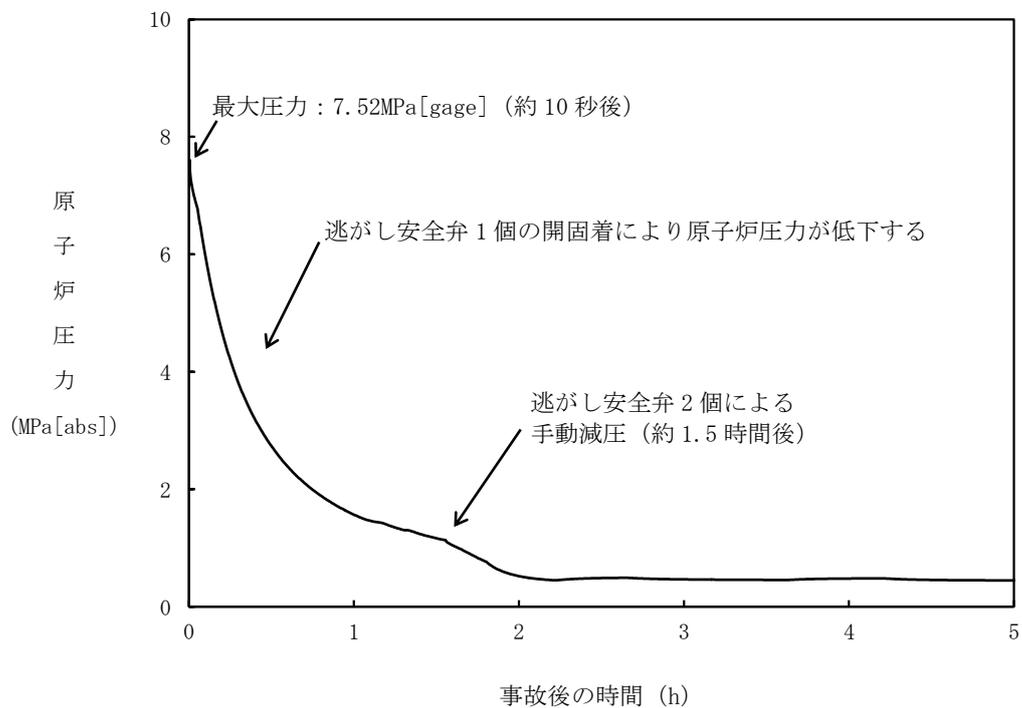


図 2.3.4.7 原子炉圧力の推移

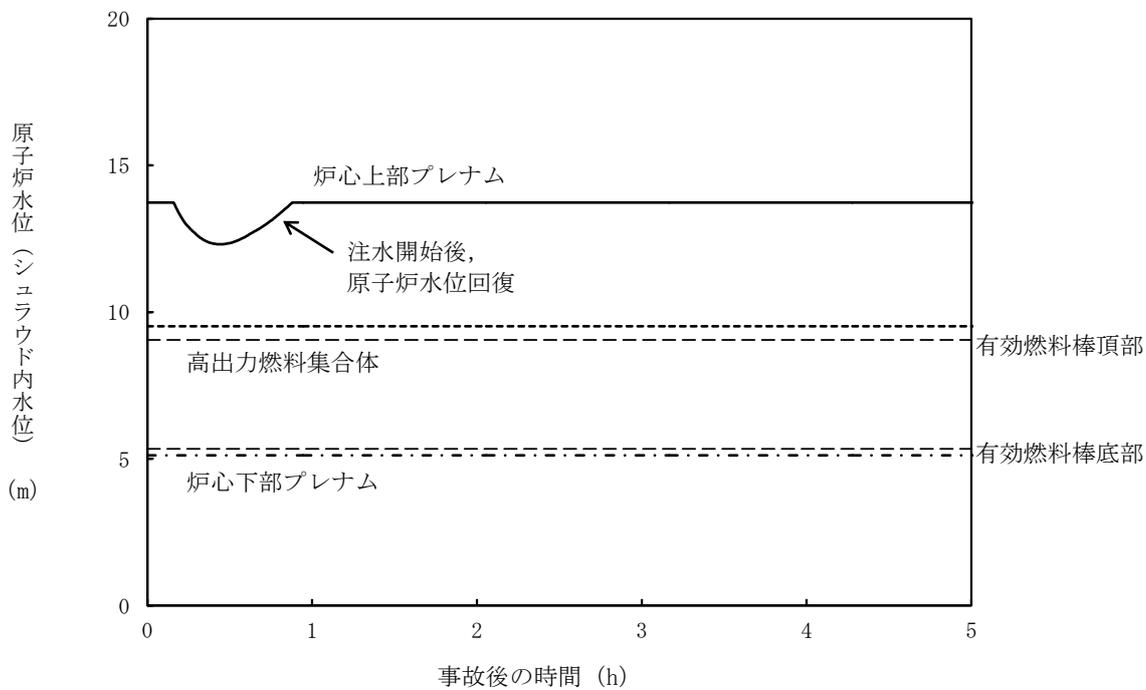


図 2.3.4.8 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

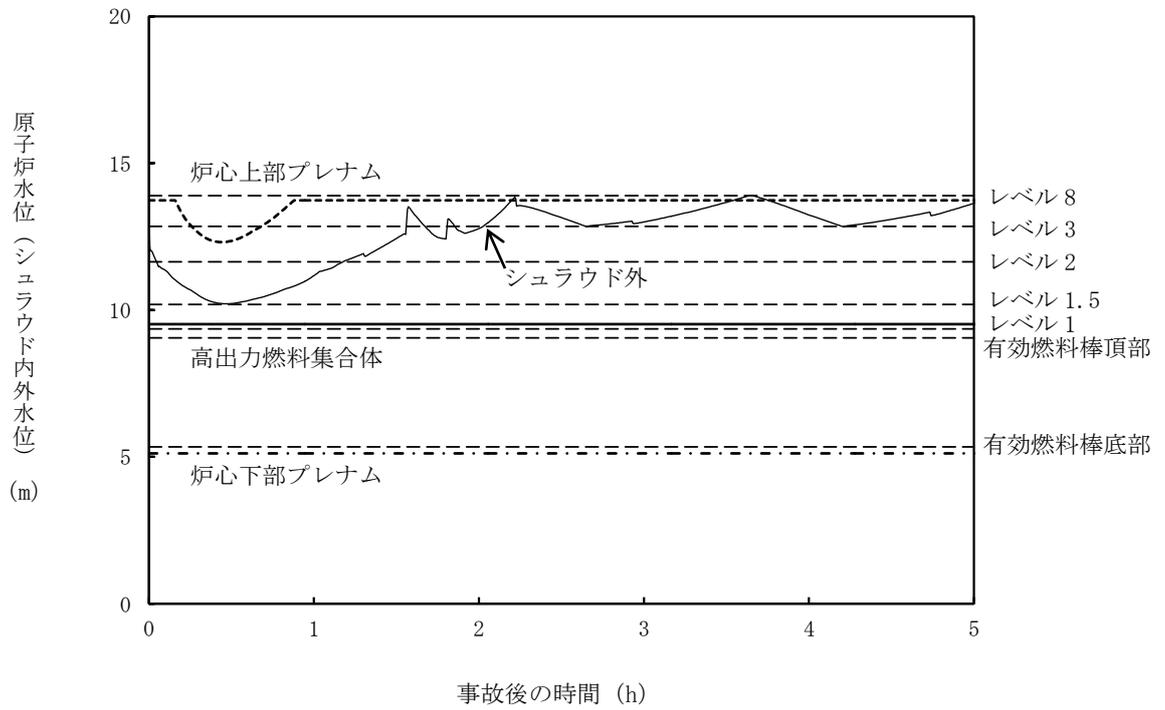


図 2.3.4.9 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

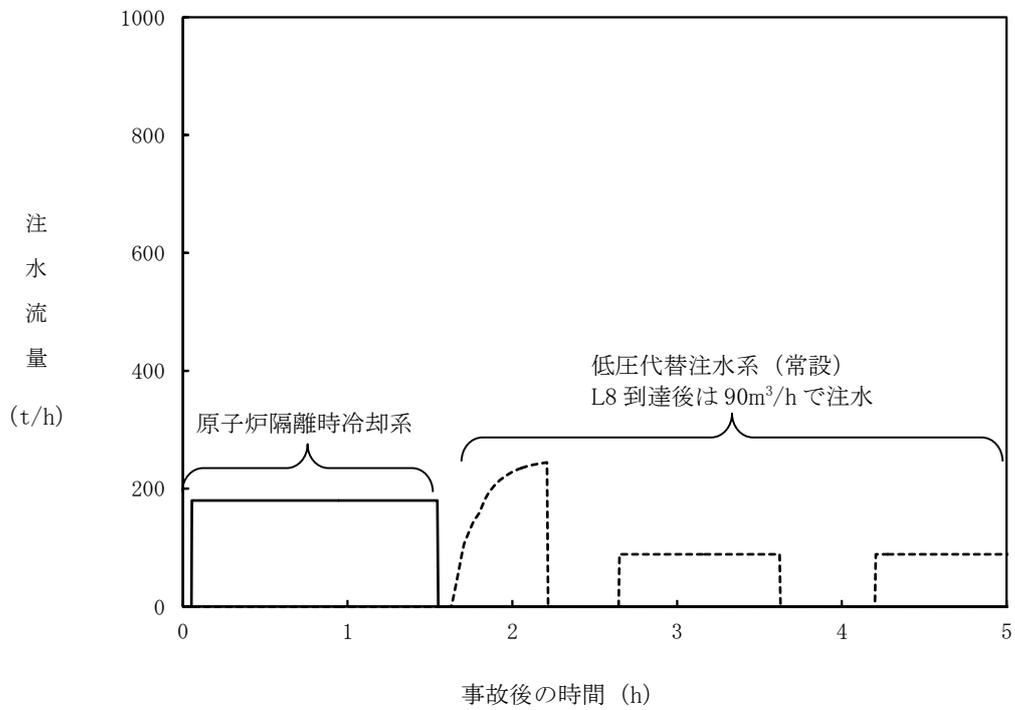


図 2.3.4.10 注水流量の推移

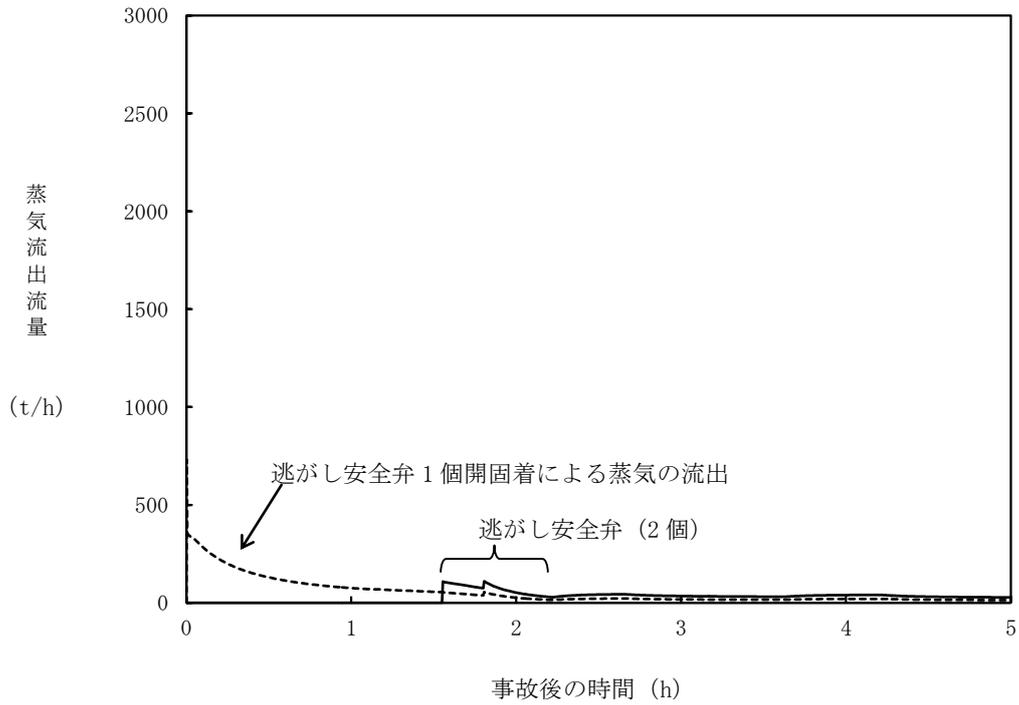


図 2.3.4.11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

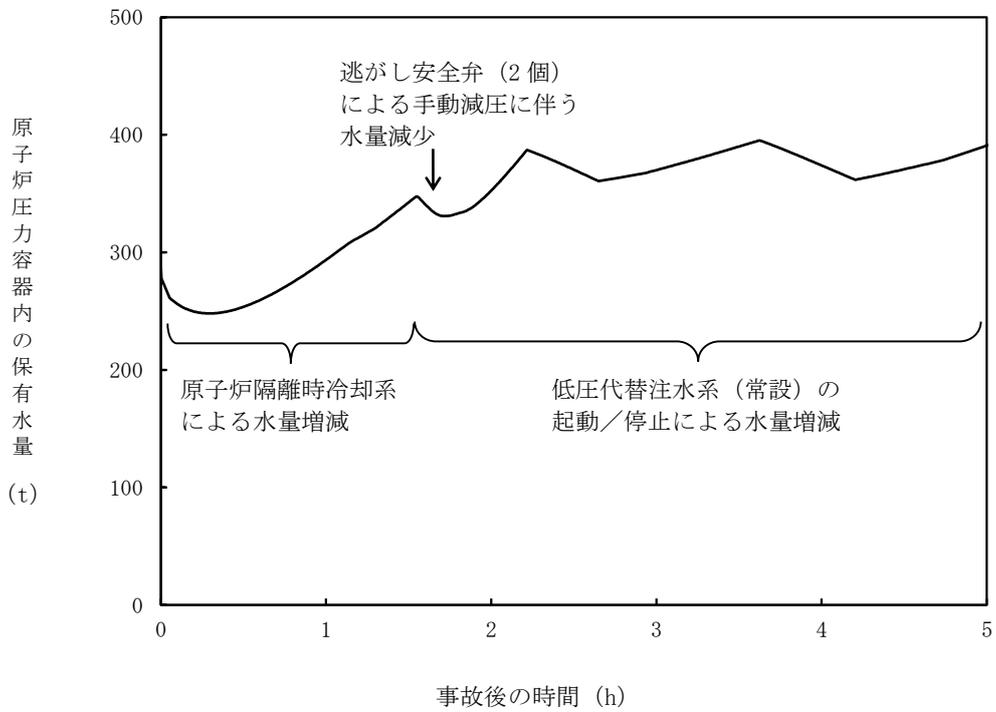


図 2.3.4.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

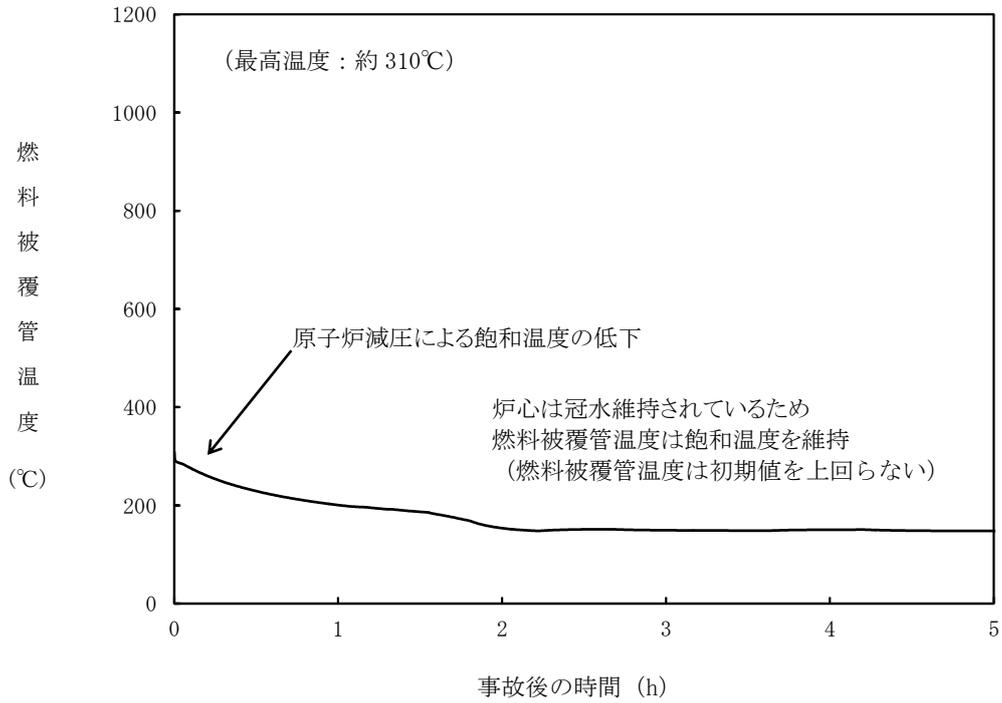


図 2.3.4.13 燃料被覆管温度の推移

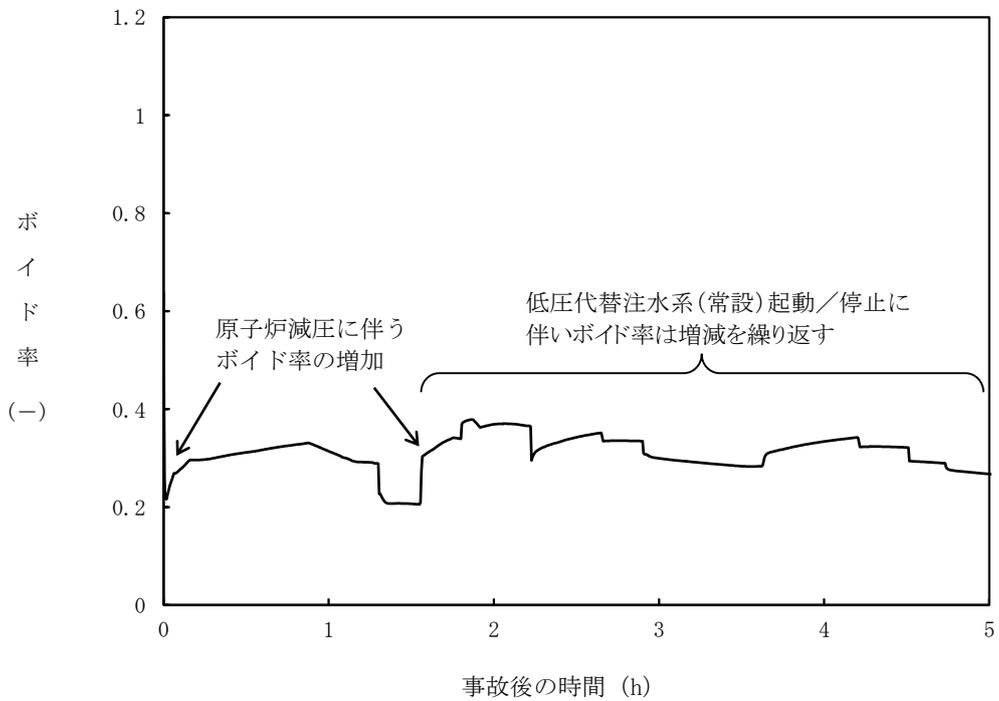


図 2.3.4.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

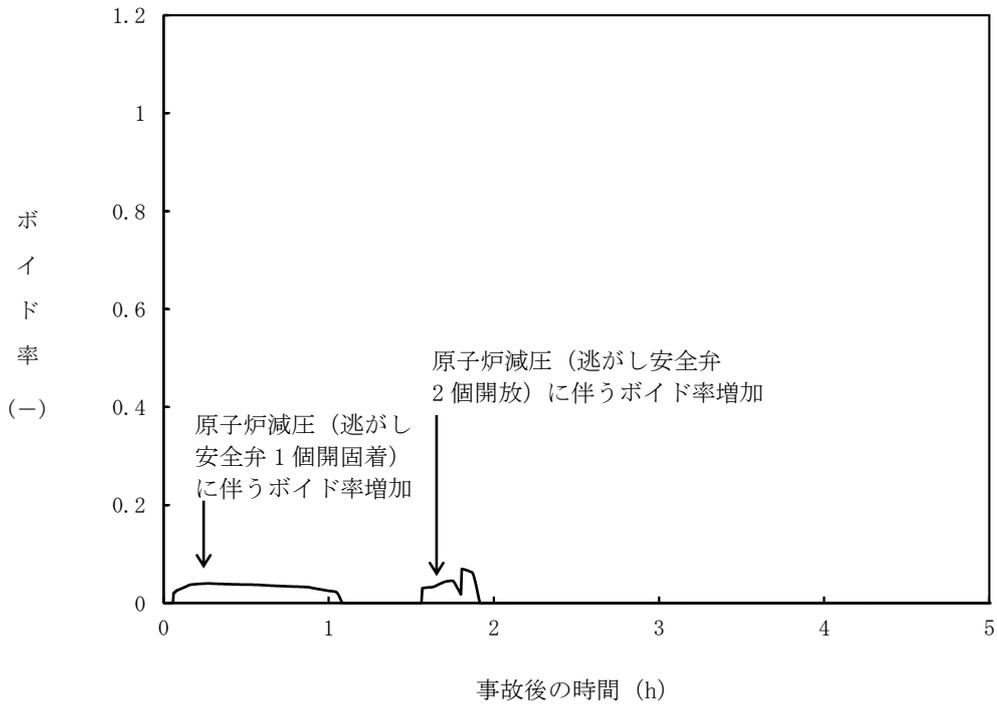


図 2.3.4.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

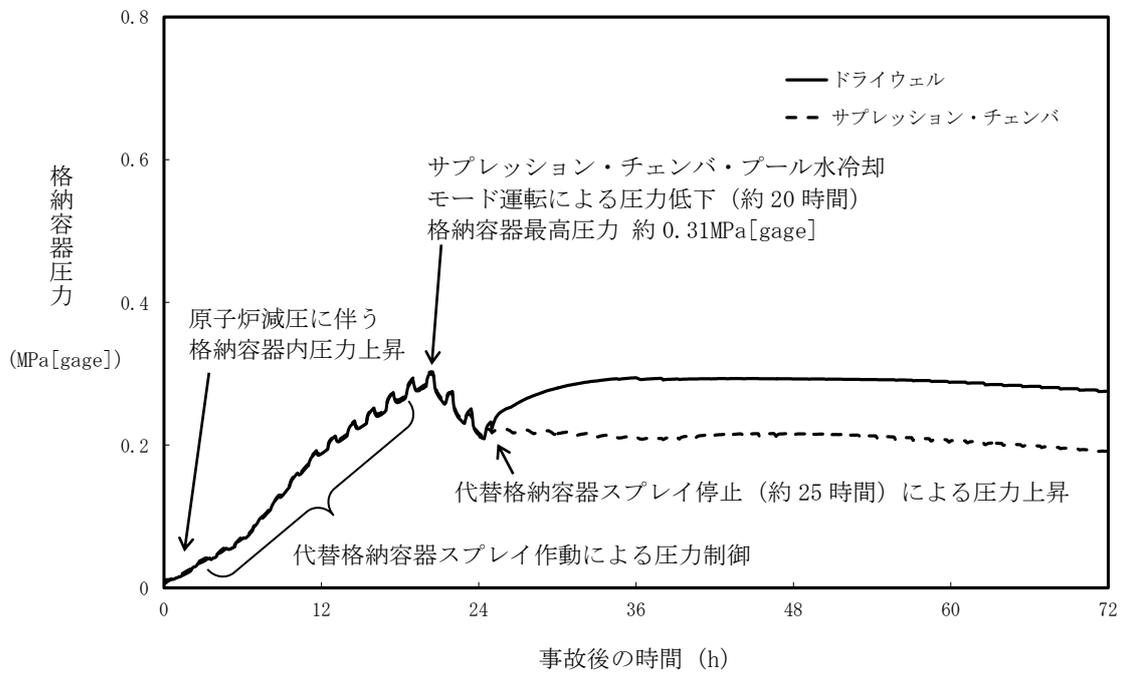


図 2.3.4.16 格納容器圧力の推移

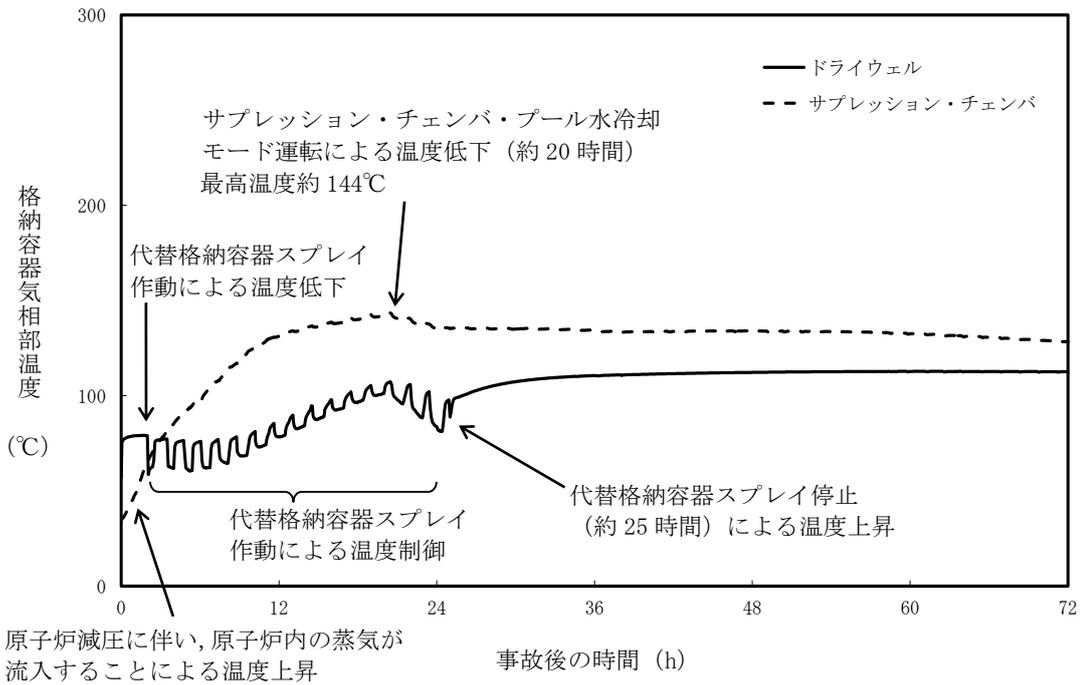
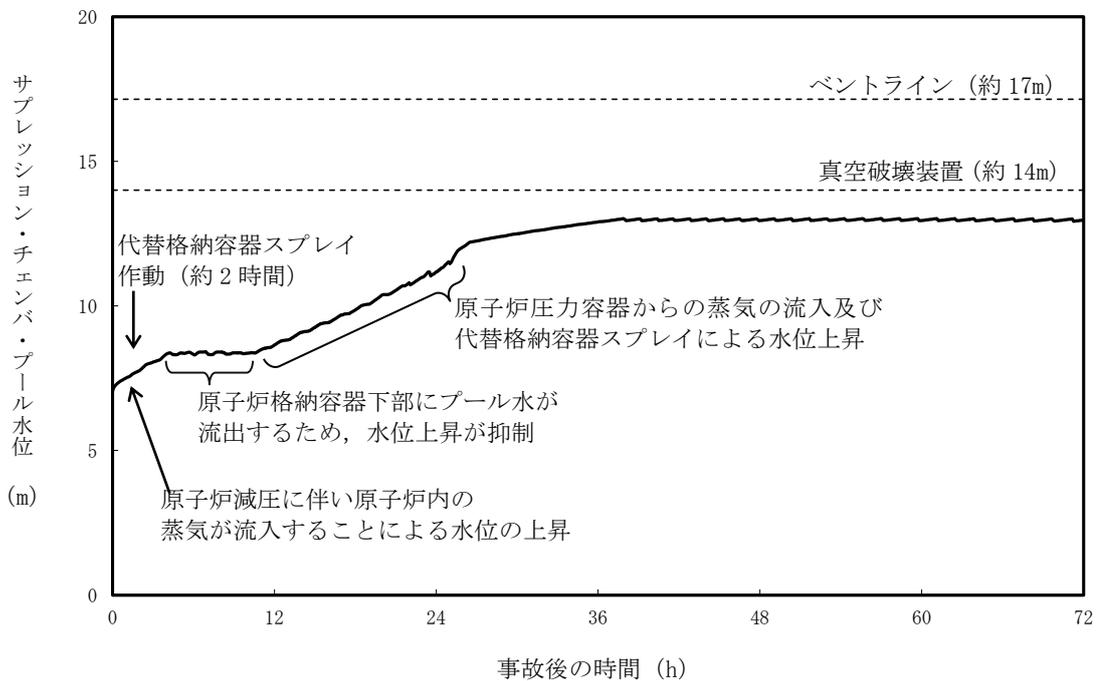


図 2.3.4.17 格納容器気相部温度の推移



※サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し、かつ、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による炉心冷却及び原子炉格納容器除熱とサブプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉注水を適宜切替えて実施することで、水位の上昇が抑制される。

図 2.3.4.18 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

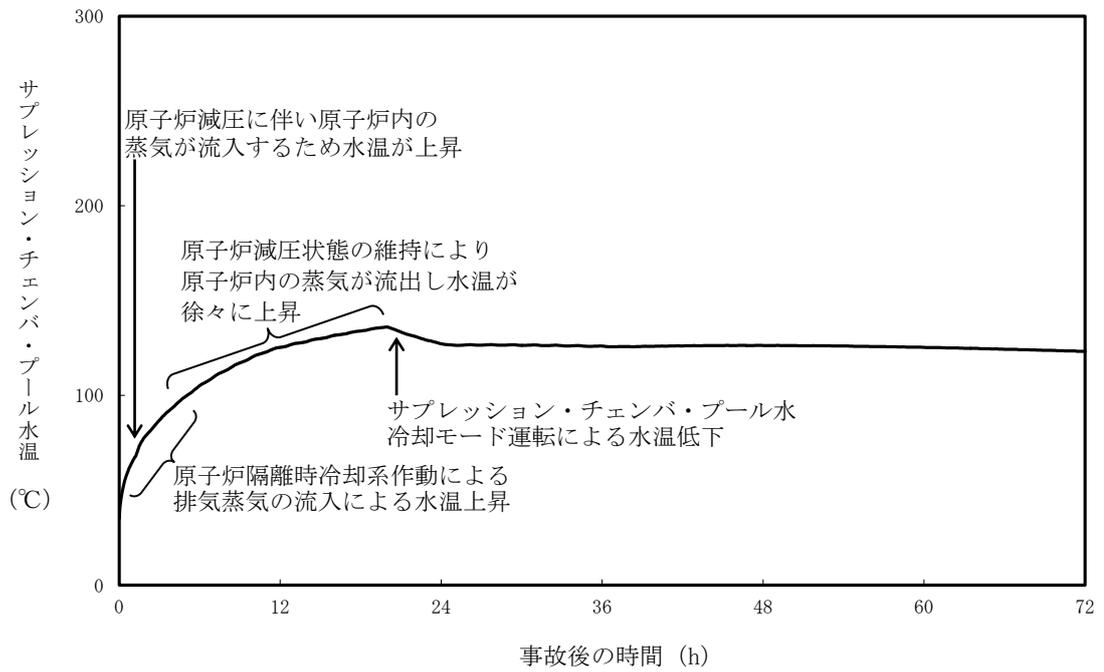


図 2.3.4.19 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

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

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し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	【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）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを手動起動し、逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の圧力を下回ると、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉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 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	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） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉水位が、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合、代替格納容器スプレィ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレィ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替スプレィを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、代替スプレィを再開する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	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） 復水貯蔵槽水位（SA）
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	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	【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
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サブプレッション・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）による注水を停止し、残留熱除去系の低圧注水モード運転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	サブプレッション・チェンバ・プール水位 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】

【 】：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 2.3.4.2 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 （ドライウエルーサプレッション・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	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
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）

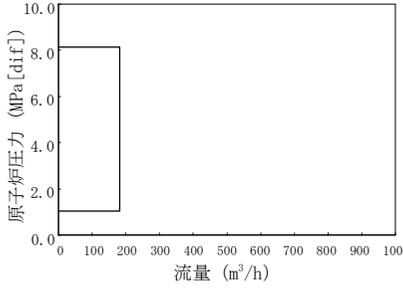
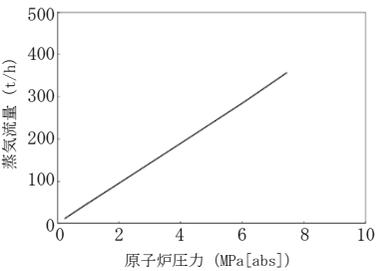
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号 タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h（8.12~1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 370t/h/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

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（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /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
	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）

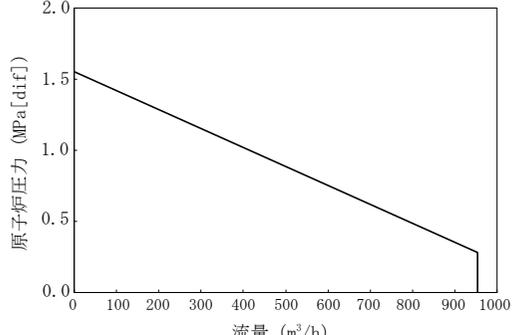
目 項	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）  サプレッション・チェンバ・プール 水位が真空破壊装置-1m に到達した 時点で手動起動し、954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[dif]) にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	残留熱除去系（サプレッション・ チェンバ・プール水冷却モード）  熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレ ッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

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 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	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し，原子炉隔離時冷却系が停止した時点	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水確保を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が可能であり，原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替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 20 時間後	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	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置-1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

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」の特徴及び対応の基本的考え方

1. 本事故シーケンスグループの特徴

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失することを想定する。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 個が開状態のまま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。

しかしながら、本事故シーケンスグループに対して、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）の事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の主要解析条件である、事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという条件及び有効性評価全体の基本的な評価条件として設定している可搬型設備の使用開始時間を事象発生から 12 時間後とするという条件を設定すると、代替の注水手段を講じることができず、炉心損傷を防止することができない。

本事故シーケンスグループは、全ての設計基準事故対処設備の注水機能を失うこと及び原子炉圧力容器からの蒸気の流出が継続し、原子炉隔離時冷却系が運転できない範囲まで原子炉圧力が低下するという点で、大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスと同じ事象進展上の特徴を有している。

大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであることから、格納容器破損防止対策の有効性を評価する事故シーケンスと整理している。

このため、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」と同じ事象進展上の特徴を有する本事故シーケンスグループについても、格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループと整理し、起点のプラント損傷状態を「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」※とした「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスに含めて評価する。なお、原子炉圧力容器からの蒸気の流出（原子炉水位の低下速度）の観点では、蒸気が流出する際の口径の観点で大破断 LOCA の方が厳しいこと及びプラント損傷状態に全交流動力電源喪失を含めたことから、「雰囲気圧力・温度によ

る静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスに本事故シーケンスは包絡される。

※プラント損傷状態には、PRA から抽出された「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」に全交流動力電源喪失を加えているが、これは全交流動力電源喪失を加えることで電源復旧等の対応が生じ、重大事故等対処設備の有効性を総合的に評価する上で効果的なシナリオになるためである。

## 2. 実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待する場合

一方、事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという審査ガイドの条件を除外し、実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待する場合には、本事故シーケンスグループに対しても炉心損傷を防止できる。

事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという審査ガイドの条件は、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の運転が可能な事故シーケンスに対して、直流電源設備の増強等による原子炉隔離時冷却系の長時間運転の有効性を確認するシナリオに誘導する観点での条件であると考えられる。そのため、逃がし安全弁 1 個が開状態で固着することによる原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系の長時間運転に期待できない本事故シーケンスグループに対しては、非常に厳しい条件となる。また、審査ガイドでは、PWR の全交流動力電源喪失に対する主要解析条件として、RCP シール LOCA が発生しない場合に対しては、全交流動力電源が 24 時間使用できないものとしているが、RCP シール LOCA が発生する場合に対してはこれを主要解析条件としていない。本事故シーケンスグループは全交流動力電源喪失と、原子炉圧力が速やかに低下する規模の原子炉冷却材の流出が重畳する点で、PWR における全交流動力電源喪失と RCP シール LOCA が重畳する場合と類似の事故条件と考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいて、実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待することは、PWR における全交流動力電源喪失の扱いと同等と考える。

## 3. 可搬型設備の速やかな接続に期待する場合

可搬型設備の使用開始時間の条件は事象発生から 12 時間後としているが、原子炉圧力が約 1MPa（原子炉隔離時冷却系の設計上の運転圧力の下限）まで低下する、事象発生から約 90 分で可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水を開始できるとした場合、交流動力電源が 24 時間使用できない場合であっても、2. の実際に対応可能な時間内で交流動力電源を復旧する場合において、低圧代替注水系（常設）を用いる場合と同様に炉心損傷を防止することができる。

## 4. 本事故シーケンスグループの評価条件

本事故シーケンスグループは審査ガイドの主要解析条件「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする」の有無及び有効性評価全体の基本的な評価条件として設定している可搬型設備の使用開始時間を事象発生から 12 時間後とするという条件によって、炉心損傷防止の成否が変わるものであることから、審査ガイドの全交流動力電源喪失についての BWR 及び PWR の記載を考慮し、実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待した場合について、有効性評価を実施することとした。

以上

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）に変わりはなく、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り、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20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。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	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、燃料被覆管温度は余裕があることからその影響は小さい。 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値(約310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。

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 再閉失敗）（2/2）

【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
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。 なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	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、压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。
	ECCS 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めに評価する。	「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考えられる。 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。
	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 再閉失敗）（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、何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。
	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	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	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。	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り、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	—
	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。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	
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。	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。
		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。	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。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	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。	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），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /hにてスプレイ	140m <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。	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ものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため，評価項目となるパラメータ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。	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。
	低圧注水系（残留熱除去系（低圧注水モード））	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[dif]）にて注水	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[dif]）にて注水	低圧注水系（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。	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。
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。	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。	

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	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生70分後に受電完了 <sup>※1</sup> (事象発生60分後に操作開始)	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。	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。	常設代替交流電源設備からの受電操作については、初期の原子炉隔離による注水可能継続時間(約1.5時間)内に低圧代替注水系(常設)の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電を実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。	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。

※1 常設代替交流電源設備からの受電完了時間は、低圧代替注水系(常設)への電源供給が完了する時間を想定している。

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	低圧代替注水系 (常設) 起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	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。	—	—	—	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, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成に約2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
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約1.5時間後	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備完了後, 原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が停止する時点	<p>【認知】 低圧代替注水系 (常設) 起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 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】 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備完了後, 原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系によって原子炉注水が停止するまでに低圧代替注水系 (常設) に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により, 原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる。</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>	実態の運転操作においては, 原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系によって原子炉注水が停止するまでに低圧代替注水系 (常設) に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが, 原子炉水位維持の点では問題とならない。	実態の操作開始時間が早まった場合, 減圧時点の崩壊熱が高くなるが, 燃料被覆管の冠水は維持されるため, その影響は小さい。	低圧代替注水系 (常設) への移行は, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備完了後から, 原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系の停止までに実施することで炉心損傷を回避することが可能であり, 事象発生から時間余裕がある。	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, 復水移送ポンプの起動を確認し, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約1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。

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	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa[gage] 到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達時 (約 2 時間後)	原子炉水位制御 (レベル 3~レベル 8) が可能であり, 格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準 (13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高 (レベル 8) ) に到達するのは事象発生約 2 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】 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】 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 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へ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。</p> <p>【操作の確かさ】 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>	<p>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へ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達付近となるが, 操作開始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, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。</p>	<p>原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達付近となるが, 格納容器圧力の上昇は緩やかであり, 代替格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合, 遅くなる場合の何れにおいても, 事象進展はほぼ変わらないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 2 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。</p>	<p>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, 格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイ冷却へ切替操作を実施, 切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 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。</p>
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から 12 時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	<p>復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間 90 分想定のところ, 訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間 180 分想定のところ, 訓練実績等により約 135 分であり, 想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ, 電源車, 可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備)	事象発生から 12 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	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	<p>有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (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) 及び可搬型大容量送水ポンプ (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, 電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備 (現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで) 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への燃料給油作業は, 許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 分, 電源車及び可搬型大容量送水ポンプ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。</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	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	<p>代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定</p> <p><b>【認知】</b> 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><b>【要員配置】</b> 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><b>【移動】</b> 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><b>【作業所要時間】</b> 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 弁程度であり、操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが、1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 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ペ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><b>【他の並列操作有無】</b> 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><b>【操作の確実さ】</b> 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は解析上の設定から早まる可能性があり、この場合、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 20 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 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 18 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 20 時間後	<p>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</p>	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 20 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	サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点 (約 30 時間後)	<p>格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定</p>	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作までの時間は、事象発生から約 30 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 2 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（常設）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注水し、  
その後は低圧代替注水系（常設）により注水する。

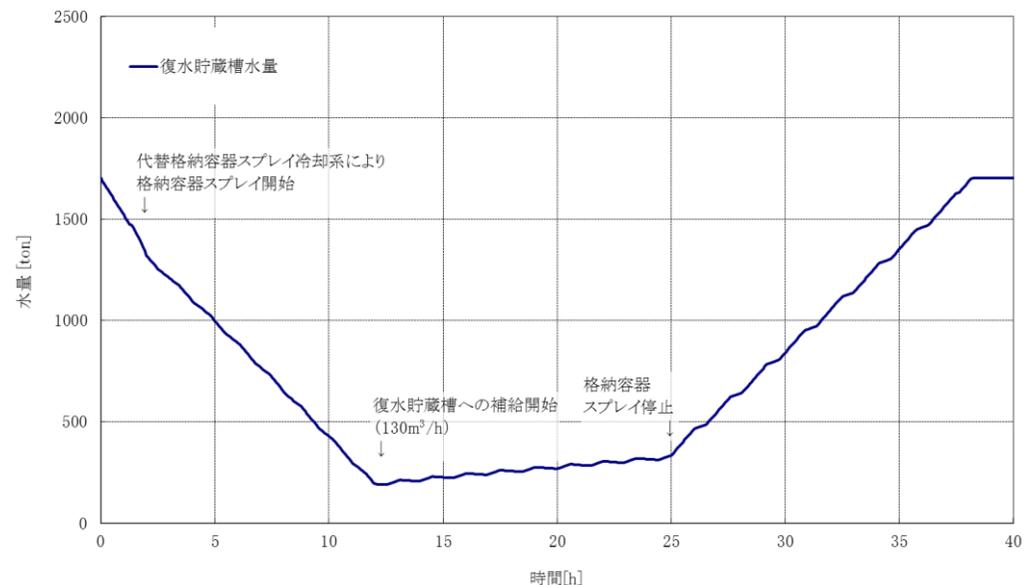
冠水後は、原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）  
の範囲で注水する（約 90m<sup>3</sup>/h）。

②代替格納容器スプレ冷却系による代替原子炉格納容器スプレ  
原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）までの間、  
代替原子炉格納容器スプレを実施（140m<sup>3</sup>/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 3 台を用いて 130m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ移送する。



#### ○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量は徐々に回復する。事象発生約 25 時間後に格納容器スプレを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

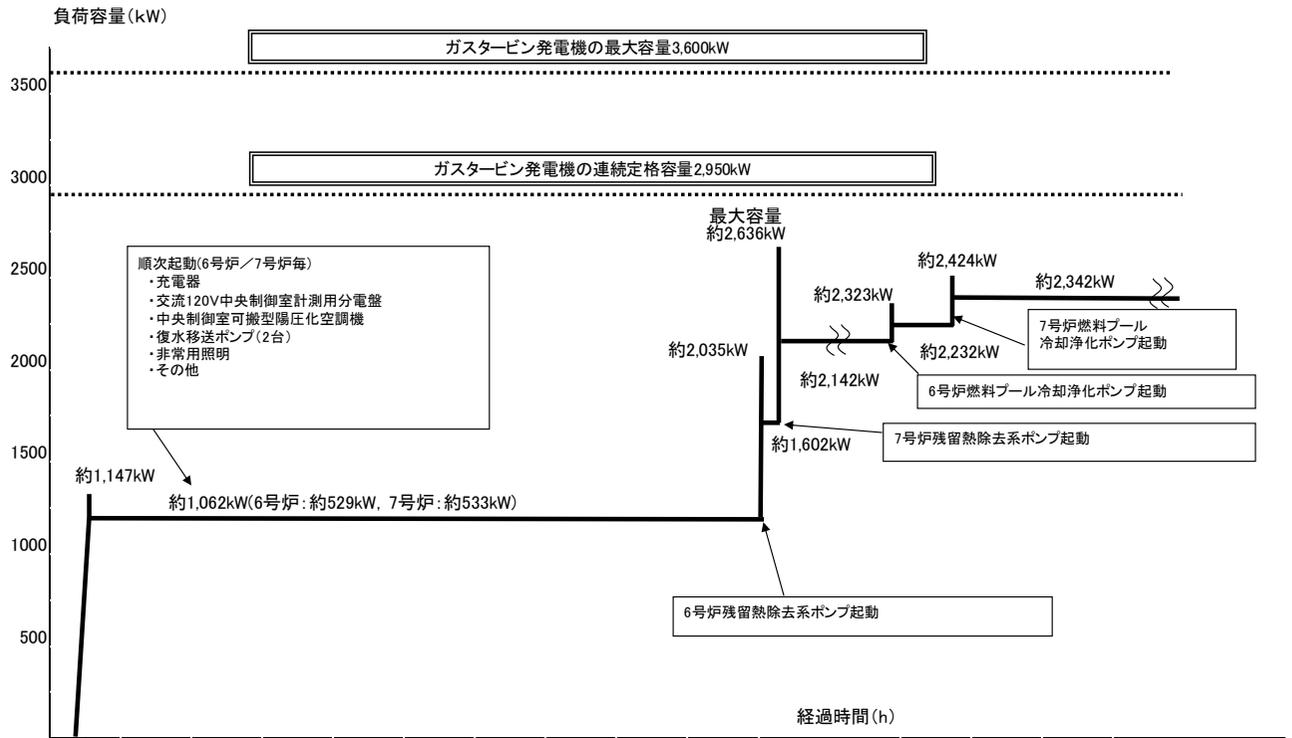
#### ○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,400m<sup>3</sup> 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 6,800m<sup>3</sup> 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

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
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)	540kW (1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,159kW	約1,183kW
合計（連続最大負荷） (最大負荷)	約2,342kW (約2,636 kW)	



負荷積算イメージ

### 3. 重大事故

#### 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

##### 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

###### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU、TBP及びTBDである。

###### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、また、代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置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によって原子炉格納容器破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出の防止を図る。

本格納容器破損モードは、原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり、代替循環冷却の使用可否により、格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため、代替循環冷却を使用する場合と使用しない場合の両者について、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。代替循環冷却が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置よりも優先して使用する。

なお、本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備に期待しており、原子炉圧力容器破損に至ることはないが、重大事故等対処設備に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については、「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」、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

### 3.1.2 代替循環冷却を使用する場合

#### 3.1.2.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制し、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.2.1 から図 3.1.2.4 に、手順の概要を図 3.1.2.5 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 3.1.2.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 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 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 36 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.2.6 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 14 名、合計が 34 名になる。

#### a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

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。非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。

なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、今回想定している破断面積や破断位置が異なる場合、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。

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

c. 炉心損傷確認

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウエル又はサプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率が設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍を超えた場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベルである。  
(添付資料 3.1.2.1)

炉心損傷により、原子炉格納容器内に水素ガスが放出されるため、原子炉格納容器内の水素ガス濃度上昇を確認する。

原子炉格納容器内の水素ガス濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度(SA)である。

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水の pH を7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。

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

なお、大破断 LOCA により格納容器温度が上昇し、ドライウエル雰囲気温度計の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。

水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力及びドライウエル雰囲気温度である。水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水流量から推定して把

握することができる。具体的には、直前まで把握していた原子炉水位を起点とし、原子炉注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、その差分を原子炉圧力容器水量レベル換算から原子炉水位変化量を求めることにより、推定することができる。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後、ドライウェル雰囲気温度計を用いて格納容器気相部温度が約 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力計を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達を確認した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系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流量（原子炉格納容器）である。

また、代替格納容器スプレイと同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル 1）から破断口ノズル高さ）を、崩壊熱及び原子炉注水流量からの推定手段により確認し、原子炉注水と代替格納容器スプレイの切替えを繰り返し行う。

f. 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱

代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、代替循環冷却実施の準備のため、低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口ノズル高さまで水位回復後、代替格納容器スプレイに切替え、最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。

崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル 1）に到達した時点で、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプによる原子炉への注水を実施し、水位の回復を図る。

代替循環冷却運転準備が完了した後、可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイに復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする。

代替循環冷却の運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（原子炉压力容器）であり、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、復水補給水系流量（原子炉格納容器）、格納容器内圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

### 3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力、温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉压力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉压力容器内 FP 挙動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、炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉压力容器内、原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

#### (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表3.1.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

##### a. 事故条件

###### (a) 起因事象

起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(添付資料 1.5.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

(d) 水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コード MAAP では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

最大300m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレー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。

(c) 代替格納容器スプレー冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレーする。なお、代替格納容器スプレーは、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。

(d) 可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水

代替循環冷却の運転準備において復水移送ポンプを停止する期間において、90m<sup>3</sup>/hで原子炉注水を行う。

(e) 代替循環冷却

代替循環冷却の循環流量は、全体で約190m<sup>3</sup>/hとし、原子炉注水へ約90m<sup>3</sup>/h、格納容器スプレーへ約100m<sup>3</sup>/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレーするものとする。

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、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。

- (b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、破断口まで水位回復後、格納容器温度が約190°Cに到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、代替循環冷却運転準備時に停止する。
- (c) 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生約22.5時間後から開始する。なお、代替原子炉補機冷却系運転操作は事象発生20時間後から開始する。

(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件

(a) 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 50,000 時間とする。

(b) 代替循環冷却を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出<sup>\*</sup>されるものとする。

※ セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては MAAP 解析の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

(c) 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については、格納容器スプレイやサブプレッション・チェンバ・プールでのスクラビングによる除去効果を考慮する。

(d) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

- a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。
- b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。
- c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.1.2.7)

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位 (シュラウド内外)、注水流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図3.1.2.7から図3.1.2.9に、燃料最高温度の推移を図3.1.2.10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図3.1.2.11から図3.1.2.14に示す。

#### a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低压代替注水系（常設）による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

事象発生から約 22.5 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始する。代替循環冷却により、原子炉圧力容器は破断口より溢水状態となり、原子炉格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.2.3)

#### b. 評価項目等

格納容器圧力は、図 3.1.2.11 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.60MPa[gage]となり、限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 12 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下\*であるため、その影響は無視しうる程度である。

※格納容器圧力が最大値の約 0.60MPa[gage]を示す事象発生から約 12 時間後の格納容器内の非凝縮性ガス（水素、酸素及び窒素）の物質量は約  $8 \times 10^5 \text{mol}$  であり、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質量の和は約  $8 \times 10^3 \text{mol}$  以下である。これが仮にドライウェルよりも体積の小さいサプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても、そのサプレッション・チェンバでの分圧は 0.01MPa[abs]未満であることから、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器圧力に与える影響は無視しうる程度と考えられる。

格納容器温度は、図 3.1.2.12 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇し、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約 165°C となり、限

界温度 200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器気相部温度は約 207℃となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり、限界温度 200℃を超えない。

（添付資料 3.1.2.2）

図 3.1.2.7 に示すとおり、低压代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、図 3.1.2.11 及び図 3.1.2.12 に示すとおり、代替循環冷却の運転により、原子炉格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。事象を通じて限界圧力に到達せず、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用することなく、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、金属-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。

また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、可燃性ガスである酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。

（添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5, 3.1.2.6）

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着し除去されると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定すると、漏えい量は約 0.016TBq（7 日間）となり、「3.1.3 代替循環冷却をしない場合」の評価結果に比べて十分に小さな値となる。

（添付資料 3.1.2.7）

### 3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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。

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））では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられ操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作、代

替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作，代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作とする。

#### (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内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では，炉心熔融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については，非常炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから，運転員等操作に与える影響はない。また，格納容器スプレイ操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により，急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと，その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから，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。

(添付資料 3.1.2.8)

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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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 3.1.2.8)

(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3.1.2.2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られらる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、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上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉水位が破断口高さ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へ切替えること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

機器条件の低圧代替注水系（常設）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）、原子炉水位の回復が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。

機器条件の代替循環冷却は、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、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料3.1.2.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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、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上昇が遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）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が、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の代替循環冷却は、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、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料3.1.2.8)

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作について，実態の運転操作は，認知に10分間，移動に10分間，操作所要時間に50分間の合計70分間であり，解析上の受電完了時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実態の操作時間は，解析上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系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破断口まで水位回復後，格納容器温度約190℃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，解析結果は破断口まで水位回復前に既に格納容器温度は約190℃を超えており，実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ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へ切替えることとしており，実態の操作開始時間は，解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。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。また，代替格納容器スプレイへの切替後，原子炉水位が低下し原子炉水位低（レベル1）に到達した場合，低圧代替注水系（常設）へ切替を行う。当該操作開始時間は，解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。また，中央制御室で行う操作であり，他の操作と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20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に10時間，その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

操作条件の代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響と

して、代替循環冷却運転は事象発生約22.5時間後に開始することとしているが、余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却の運転開始時間を早める。

(添付資料3.1.2.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は破断口まで水位回復後、格納容器温度約190℃到達後となり、実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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、この場合、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。

操作条件の代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、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3.1.2.8)

(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。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間

後であることから、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため、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及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイは、ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、事象発生約38時間であり、約15時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料3.1.2.8, 3.1.2.9)

#### (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。

### 3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、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時間までの必要な要員は、「3.1.2.1格納容器破損防止対策」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。なお、有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は36名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

#### a. 水源

低圧代替注水系（常設）又は可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替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、号炉あたり約2,830m<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5,660m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかつた場合においても、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。

(添付資料 3.1.2.10)

#### 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運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の可搬型大容量送水ポンプについては、保守的に事象発生直後からの可搬型大容量送水ポンプ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1,093kL）

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、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 3.1.2.11)

#### c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号及び7号炉で約1,262kW（6号炉：約619kW 7号炉：約643kW）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 3.1.2.12)

#### 3.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段等を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用せず、事象を通じて限界圧力に到達することはなく、金属－水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

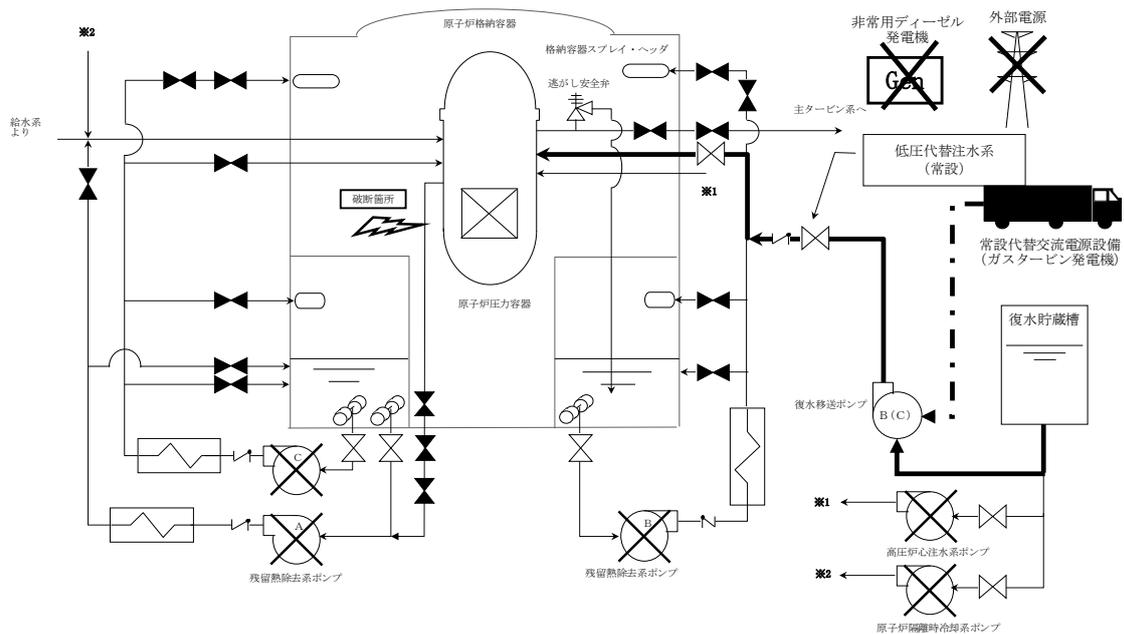
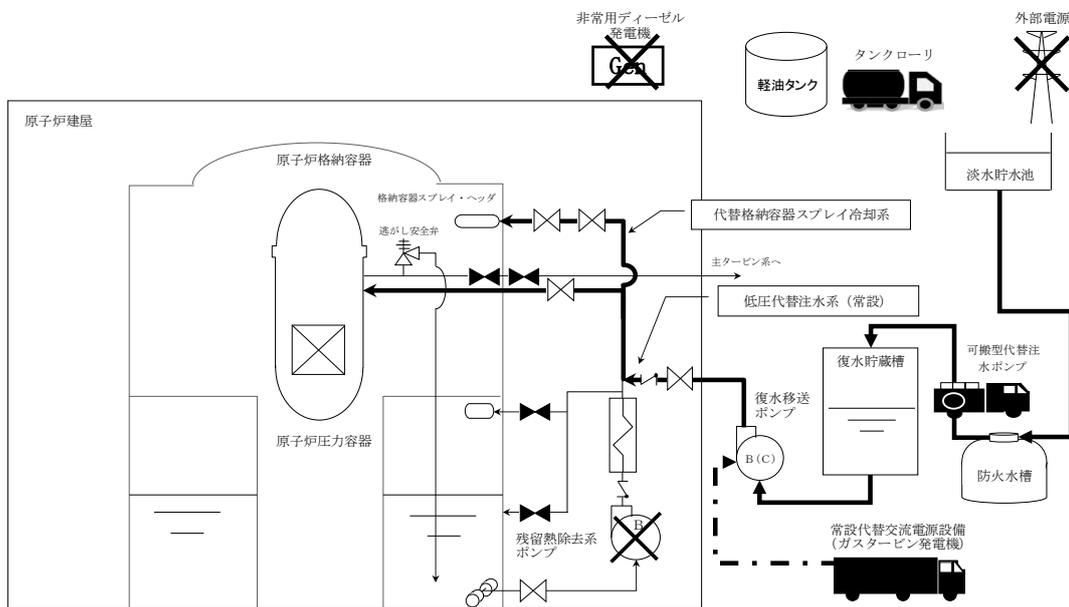


図 3.1.2.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用する場合）（1/4）  
（原子炉注水）



※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系は、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。

図 3.1.2.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用する場合）（2/4）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

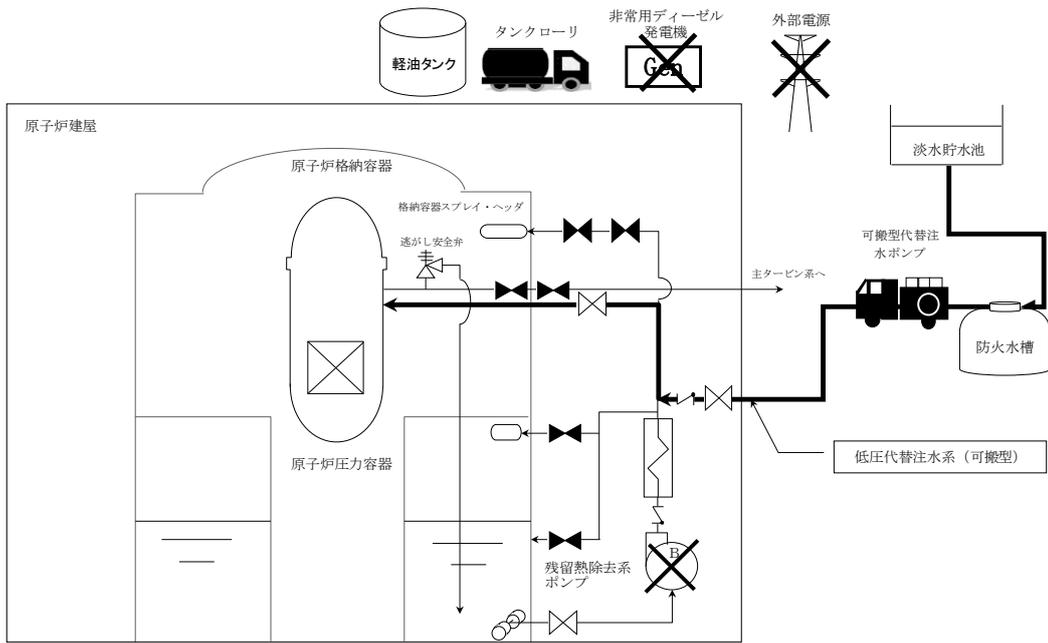


図 3.1.2.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用する場合) (3/4)  
(原子炉注水)

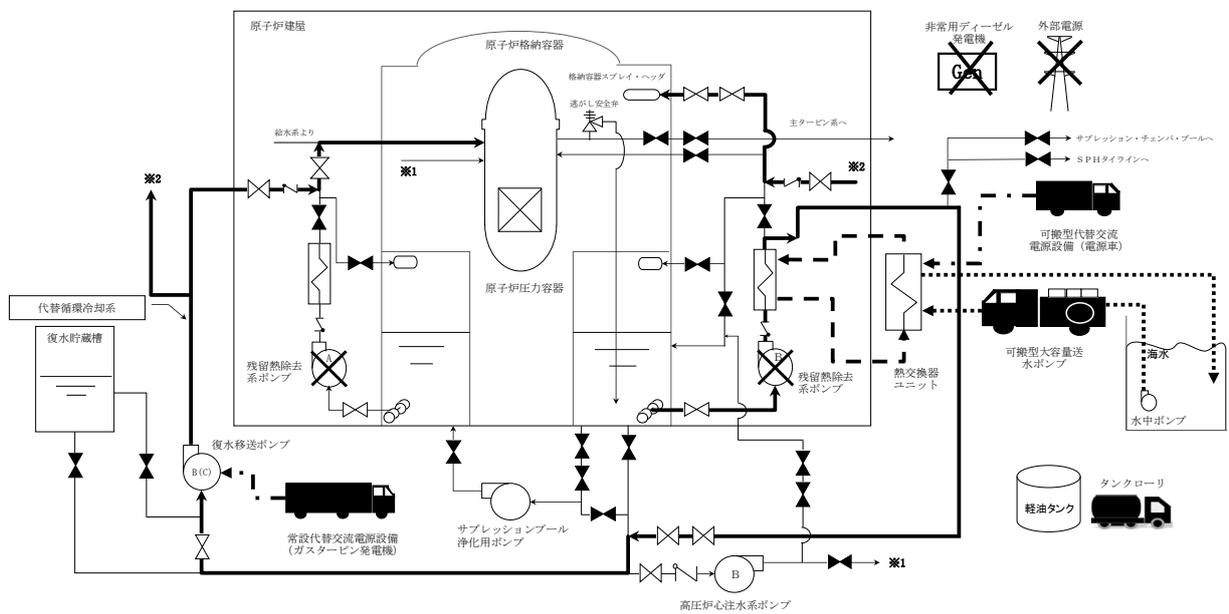


図 3.1.2.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要 (代替循環冷却を使用する場合) (4/4)  
(原子炉格納容器除熱)

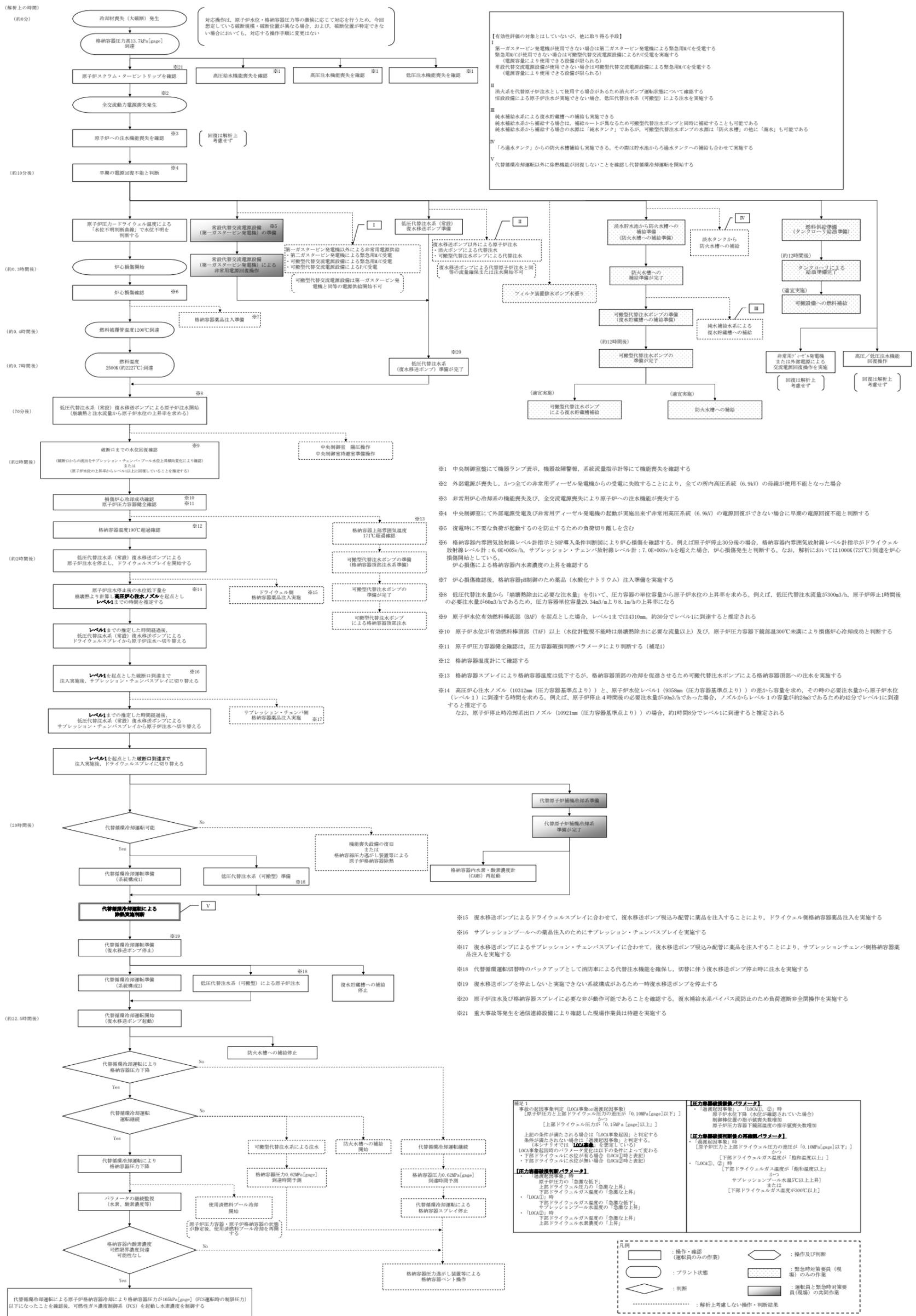


図 3.1.2.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の対応手順の概要（代替循環冷却を使用する場合）

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)																								備考		
	責任者		当直長		1人			中央監視		10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250 260 270 280 290 300 310 320																								
	6号	7号	当直副長	当直副長	号炉毎運転操作指揮	緊急時対策本部連絡		事象発生 原子炉スクラム プラント状況判断 約0.3時間 炉心損傷 約0.4時間 燃料被覆管温度1200℃到達 約0.7時間 燃料温度約2500K(約2227℃)到達 約0.9時間 第一ガスタービン発電機による給電開始 約2.0時間 6号炉復水貯蔵槽水切替完了																										
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	給水流量の全喪失確認 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	10分																								状況判断後も事故対応に必要なパラメータを適宜監視する		
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	-																								対応可能な要員により対応する		
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復	-																								対応可能な要員により対応する		
原子炉格納容器内水素濃度監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉格納容器内水素濃度監視	適宜実施																										
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)	30分																										
	-	-	2人 C, D	-	-	-	放射線防護装備準備/装備 現場移動 第一ガスタービン発電機健全性確認	10分																										
	-	-	-	-	-	-	第一ガスタービン発電機給電準備	10分																										
	-	-	-	-	-	-	第一ガスタービン発電機起動、給電	20分																										
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	2人 E, F	4人 e, d e, f	-	-	放射線防護装備準備/装備	10分																										
	-	-	(2人) E, F	-	-	-	現場移動 6号炉 M/C (D) 受電準備	50分																										
	-	-	-	(4人) e, d e, f	-	-	現場移動 7号炉 M/C (C) (D) 受電準備	50分																										
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	第一ガスタービン発電機 運転状態確認	25分																										
	-	-	-	-	2人	-	放射線防護装備準備/装備	10分																										
	-	-	-	-	-	-	現場移動 第二ガスタービン発電機 状態確認	30分																								要員を確保して対応する		
	-	-	-	-	-	-	現場移動 第一ガスタービン発電機 運転状態確認	適時実施																										
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	M/C 受電確認	10分																										
	-	-	(2人) E, F	-	-	-	6号炉 M/C (D) 受電 6号炉 MCC (D) 受電	10分																										
	-	-	-	(4人) e, d e, f	-	-	7号炉 M/C (C) (D) 受電 7号炉 MCC (C) (D) 受電	10分																										
中央制御室照明確保 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	蓄電池内蔵照明の点灯確認 可搬型照明の設置、点灯	15分																								要員を確保して対応する		
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	復水移送ポンプ (B, C) 起動/運転確認 低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	15分																								交流電源回復前より適宜手段確保等の作業を実施する		
	-	-	-	(2人) e, d	-	-	現場移動 7号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																										
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 注入弁操作	破断口まで回復水位回復後、原子炉注水と格納容器スプレイ切替																										
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 スプレイ弁操作	原子炉注水と格納容器スプレイ切替																										
中央制御室 圧力調整 (中央制御室可搬型陽圧化空調機プロユニット起動) (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	MCR系 隔離弁操作	30分																								交流電源回復により運転操作可能な場合は速断にて隔離操作を実施する		
	-	-	-	-	-	-	中央制御室可搬型陽圧化空調機プロユニット起動	30分																								要員を確保して対応する		
中央制御室待避室の準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	中央制御室待避室照明確保 中央制御室待避室データ表示装置起動操作	10分																								要員を確保して対応する		
	-	-	-	(2人) e, f	-	-	中央制御室待避室空気ポンプ陽圧化装置空気供給弁開	30分																								要員を確保して対応する		
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) e, d	-	-	格納容器スプレイに合わせた薬品注入	格納容器スプレイに合わせた実施																								要員を確保して対応する		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	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操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	6号炉 M/C (C) 受電確認	10分																										
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	6号炉 M/C (C) 受電 6号炉 MCC (C) 受電	10分																										
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	現場移動 6号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																										

図 3.1.2.6 格納容器破損モード「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)」時の作業と所要時間 (代替循環冷却を使用する場合) (1/2)

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)														備考								
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28		30	32						
	6号 A	7号 a	6号 A	7号 a	6号 A	7号 a		事業発生 約0.3時間 炉心損傷開始 約70分 原子炉注水開始 約2時間 破断口まで水位回復確認 20時間 代替原子炉補機冷却系運転開始 代替原子炉補機冷却系運転開始 約22.5時間 代替原子炉補機冷却系運転開始																						
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	破断口まで水位回復後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレいの切り替えを繰り返し実施																						
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレいの切り替えを繰り返し実施																						
格納容器頂部注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部注水	注水量および上部ドライウェル温度変化により格納容器頂部注水を調整する																						要員を確保して対応する
	-	-	-	-	2人 ↓ (2人)	2人 ↓ (2人)	・放射線防護装備準備/装備	10分																						
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	80分																						
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	-	-	-	-	2人 ※1, ※2 ↓ (2人)	2人 ↓ (2人)	・放射線防護装備準備	10分																						
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人, ※1 ↓ (2人)	2人, ※2 ↓ (2人)	・現場移動 ・淡水貯水池→防火水槽への系統確認、ホース水張り	90分																						
	-	-	-	-	-	-	・放射線防護装備準備	10分																						
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	180分																						
燃料給油準備	-	-	-	-	※1, ※2 ↓ (2人)	※1, ※2 ↓ (2人)	・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分																						タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
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																						
格納容器ベント準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備	30分																						要員を確保して対応する
	-	-	-	-	(2人) ↓ (2人)	(2人) ↓ (2人)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分																						
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分																						
	-	-	-	-	13人 (参集) ※3, ※4 ↓ (2人)	13人 (参集) ※3, ※4 ↓ (2人)	・放射線防護装備準備/装備	10分																						
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・置機材配置及びホース布設、配管及び系統水張り	10時間																						
燃料給油準備	-	-	-	-	※3 ↓ (2人)	※3 ↓ (2人)	・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分																						タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	適宜実施																						
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※4 ↓ (3人)	※4 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施																						
原子炉格納容器内水素・酸素濃度計 (CAMS) 再起動	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・原子炉格納容器内水素・酸素濃度計 (CAMS) 起動操作	30分																						※3は起動操作後、代替原子炉補機冷却系準備操作を実施し、適宜格納容器内可燃性ガス濃度を確認する
低圧代替注水系 (可搬型) による 原子炉注水 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプによる原子炉への注水準備	低圧代替注水停止主 作を行う (操作時間30分)																						
	-	-	-	-	2人 (参集) ↓ (2人)	2人 (参集) ↓ (2人)	・放射線防護装備準備/装備	10分																						
代替循環冷却運転 準備操作 (系統構成1)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・代替循環冷却運転 中央制御室ラインアップ	30分																						この時間内に実施
	-	-	(2人) B, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・代替循環冷却運転 現場ラインアップ (低圧代替注水に影響のない部分)	120分																						
代替循環冷却運転 準備操作 (系統構成2)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・原子炉注水/格納容器スプレイ弁切替	120分																						20h: 原子炉最大注水 21h: 格納容器最大スプレイ
	-	-	(2人) B, F	(2人) e, f	-	-	・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却運転 中央制御室ラインアップ	30分																						22h: 復水移送ポンプ全停 22.5h: 代替循環冷却開始
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・代替循環冷却運転 現場ラインアップ (復水貯蔵槽確認)	30分																						
低圧代替注水系 (可搬型) による 原子炉への注水	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系過圧炉心注水系第一止め弁、第二止め弁	30分																						操作時間の30分間は、可搬型代替注水ポンプの起動等に10分間、原子炉への注水を20分間とする
	-	-	-	-	2人 ↓ (2人)	2人 ↓ (2人)	・低圧注水系 注入弁操作 ・原子炉注水状態確認	30分																						
代替循環冷却運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動 ・低圧注水系注入弁、格納容器スプレイ弁操作	5分																						
代替循環冷却運転状態監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替循環冷却運転による原子炉・格納容器の状態監視	適宜実施																						格納容器状態監視には水素・酸素濃度の継続監視を含む
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	2人 ↓ (2人)	2人 ↓ (2人)	・可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの補給	30分																						燃料プール水温 (TTC) 以下維持 要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系統構成	30分																						
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系統再起動	30分																						
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備/装備	10分																						
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分																						タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	継続実施																						

※ 有効性評価で考慮しない作業を含めると要員は「14人」となる  
 ( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

図 3.1.2.6 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間 (代替循環冷却を使用する場合) (2/2)

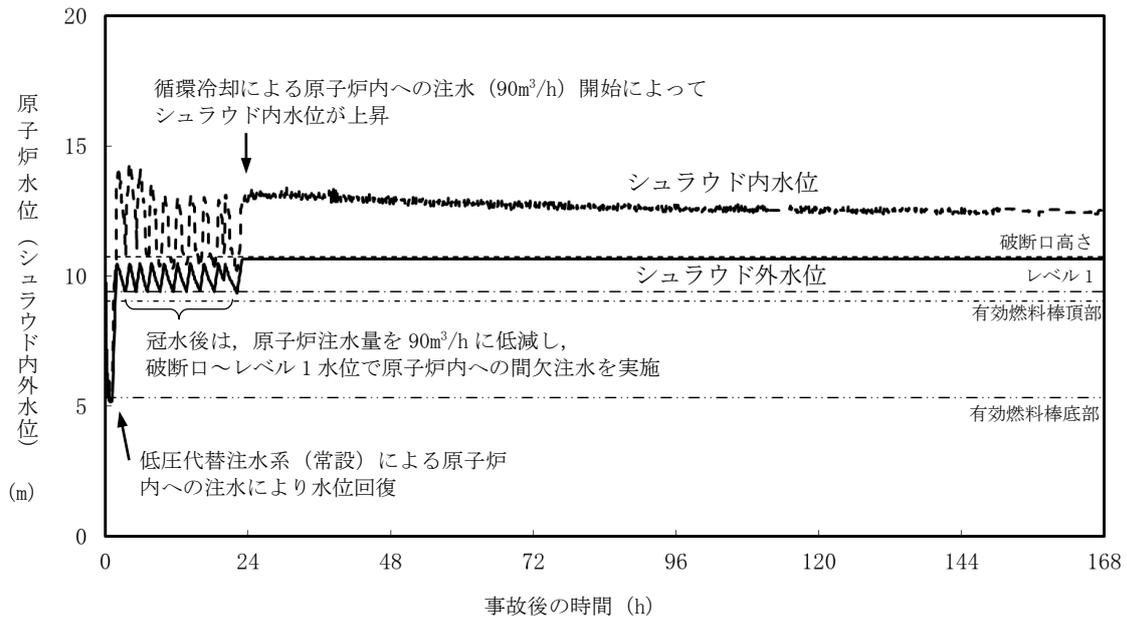


図 3.1.2.7 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

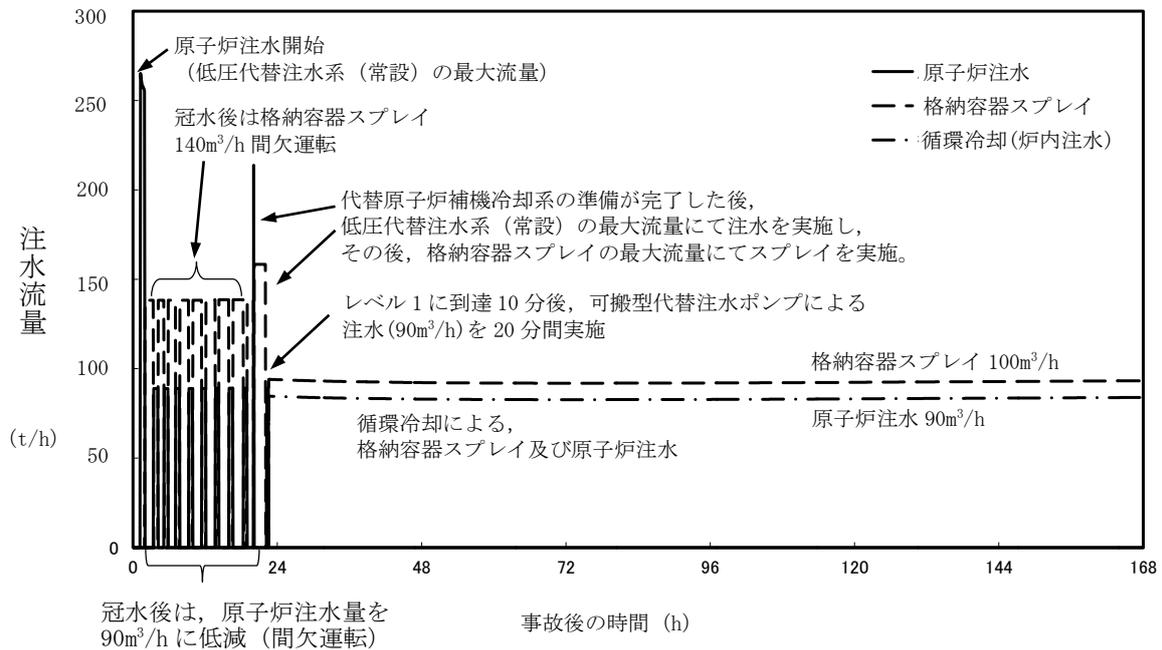


図 3.1.2.8 注水流量の推移

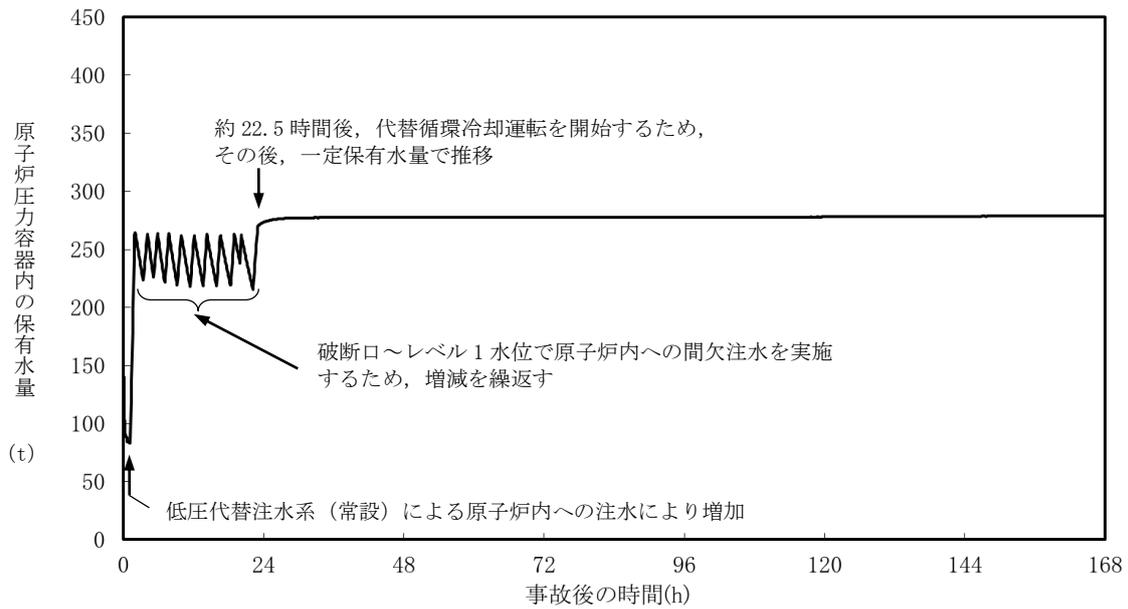


図 3.1.2.9 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

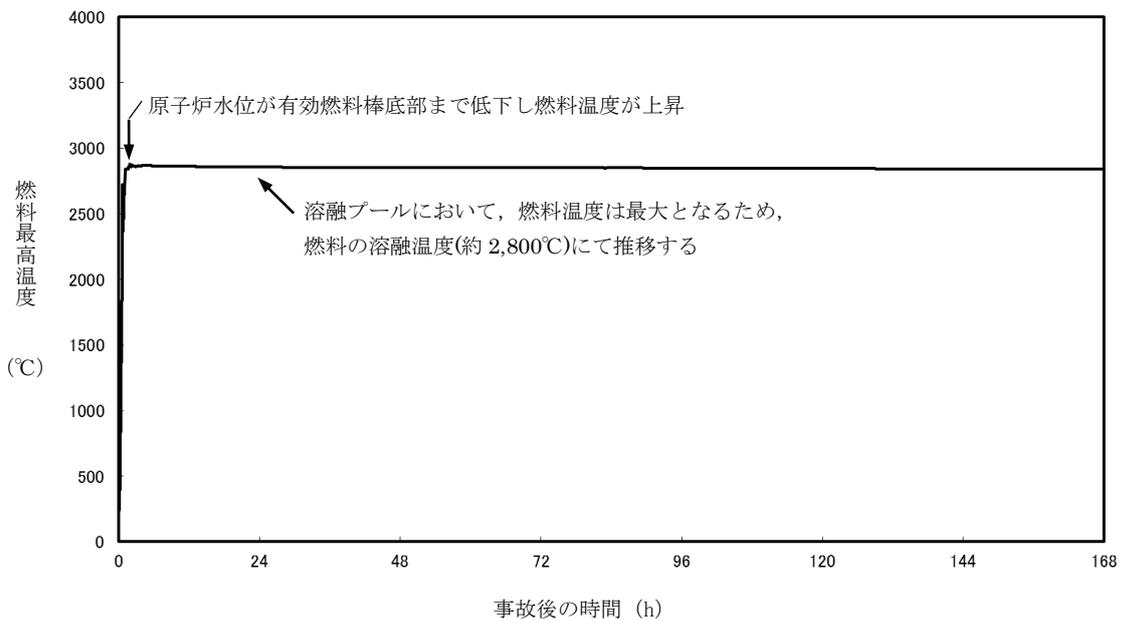


図 3.1.2.10 燃料最高温度の推移

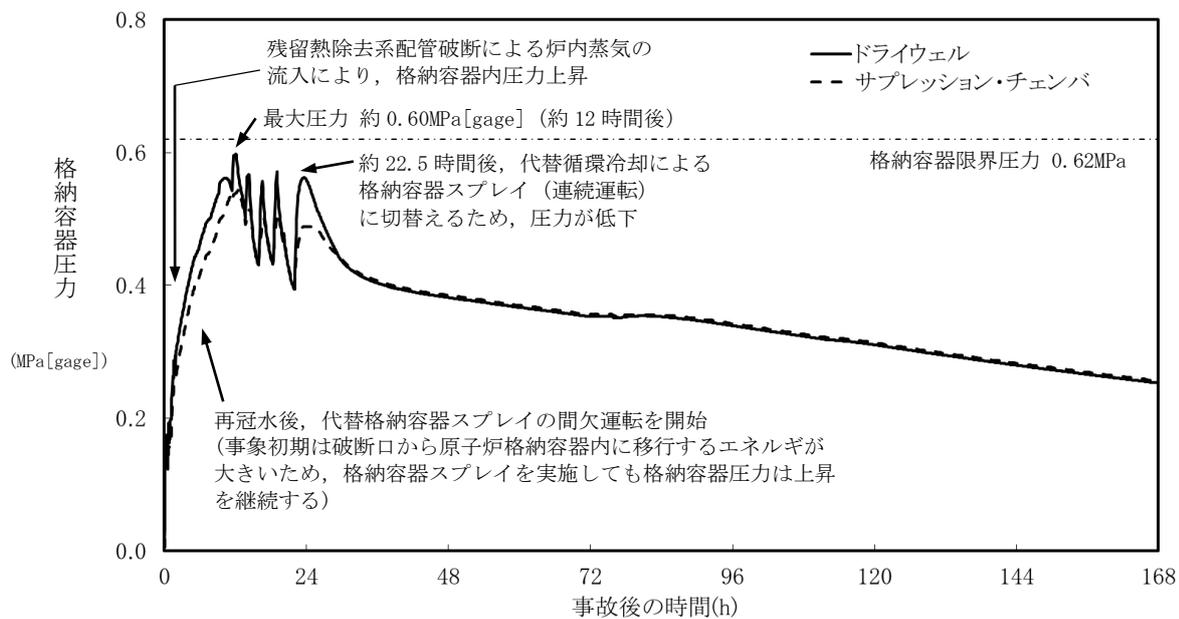


図 3.1.2.11 格納容器圧力の推移

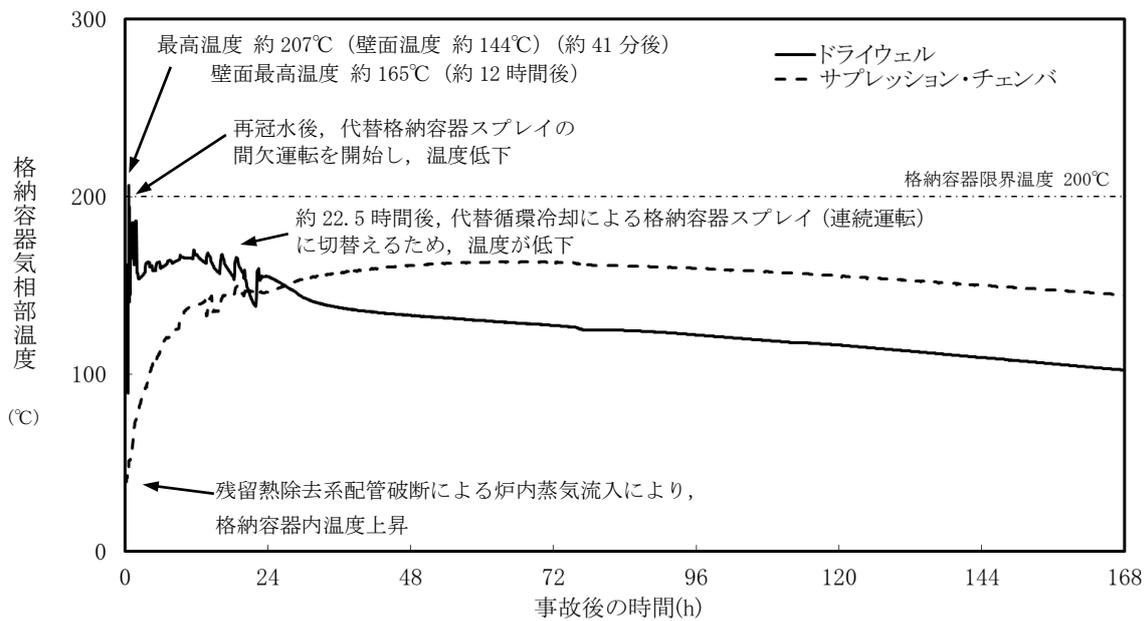


図 3.1.2.12 格納容器気相部温度の推移

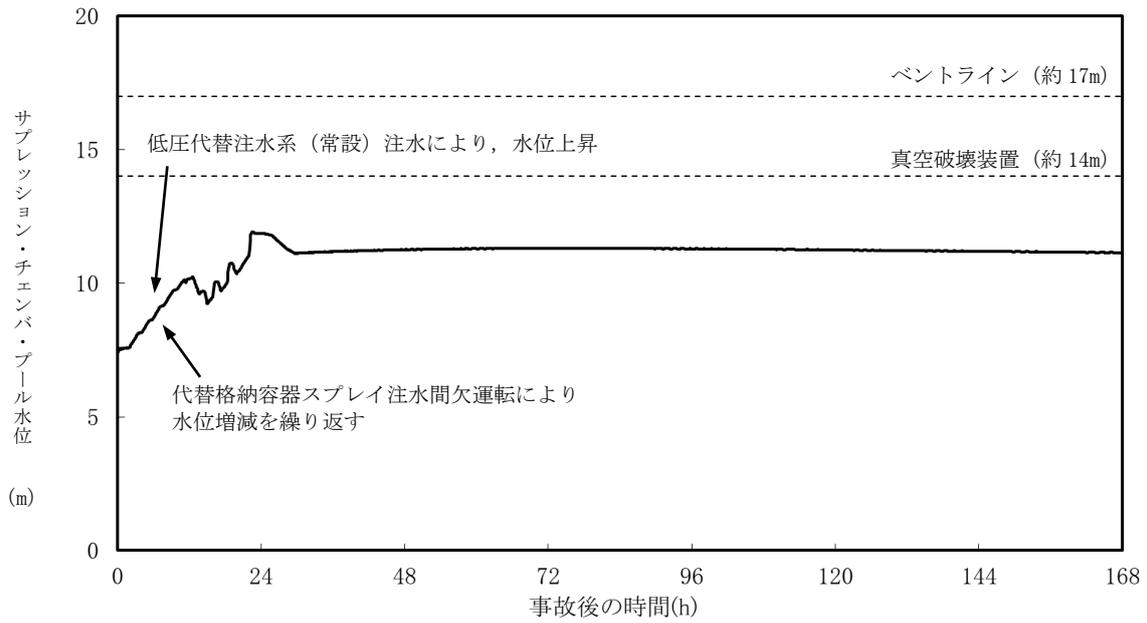


図 3.1.2.13 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

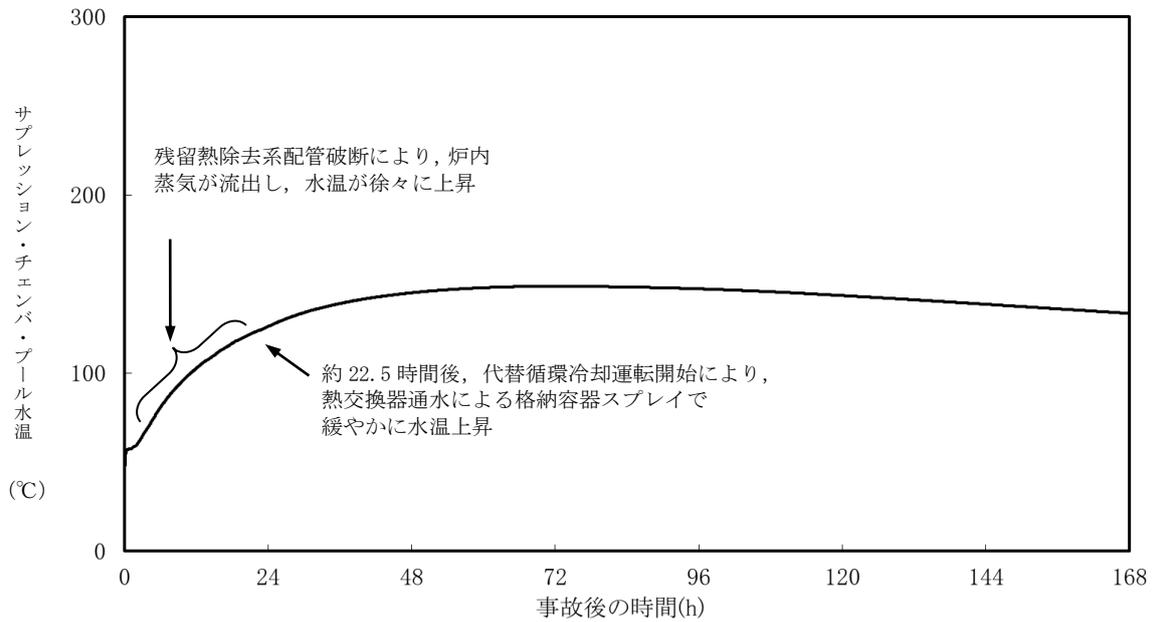


図 3.1.2.14 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 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）時における重大事故等対策について  
（代替循環冷却を使用する場合）（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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷により、原子炉格納容器内に水素ガスが放出されるため、原子炉格納容器内の水素ガス濃度上昇を確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度（SA）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA） ドライウエル雰囲気温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 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）時における重大事故等対策について  
（代替循環冷却を使用する場合）（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
代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約 190℃に到達した場合、推定手段により破断口まで水位回復を確認後、代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレィを交互に実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替循環冷却による原子炉注水、原子炉格納容器除熱	事象発生から 20 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始し、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却ラインの再循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレィに流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレィする	復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ	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・プール水温度 サブプレッション・チェンバ・プール水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 3.1.2.2 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
(代替循環冷却を使用する場合) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	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
	燃料	9×9 燃料 (A型)	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	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 (ドライウエルーサブプレッション・ 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 (NWL)	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	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
（代替循環冷却を使用する場合）（2/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない

表 3.1.2.2 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
(代替循環冷却を使用する場合) (3/4)

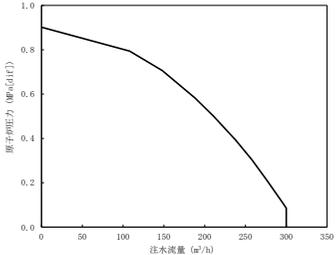
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	
	低圧代替注水系 (常設)  最大 300m <sup>3</sup> /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  	
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
	可搬型代替注水ポンプ	90m <sup>3</sup> /h で注水	可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による注水を想定設備の設計を踏まえて設定
	代替循環冷却	循環流量は, 全体で約 190m <sup>3</sup> /h とし, 原子炉注水へ約 90m <sup>3</sup> /h, 格納容器スプレイへ約 100m <sup>3</sup> /h に流量を分配	代替循環冷却の設計値として設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
 （代替循環冷却を使用する場合）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後，格納容器温度が約 190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作	事象発生約 22.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設定

## 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

## 1. 炉心損傷の判断基準

## 1.1 炉心損傷の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料棒頂部（TAF）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

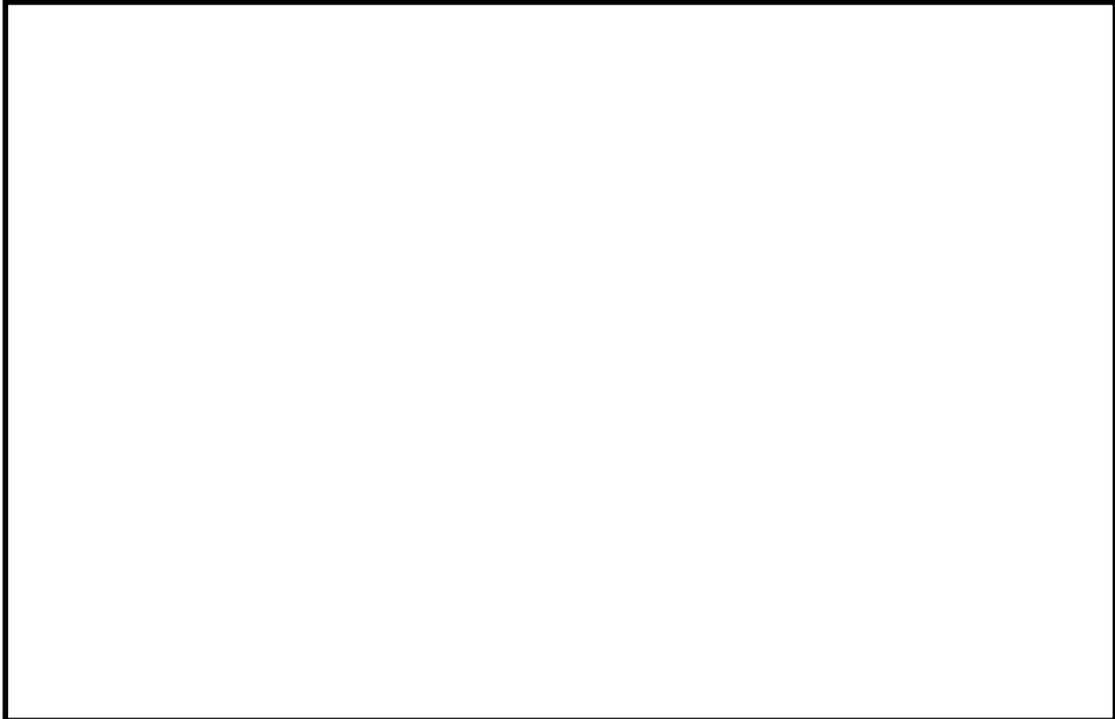
事故時運転操作手順書（徴候ベース）では、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位が TAF 未満となった際に、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の  $\gamma$  線線量率の状況を確認し、図 1 に示す設計基準事故相当の  $\gamma$  線線量率の 10 倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。

炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展をふまえて、原子炉格納容器内の  $\gamma$  線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

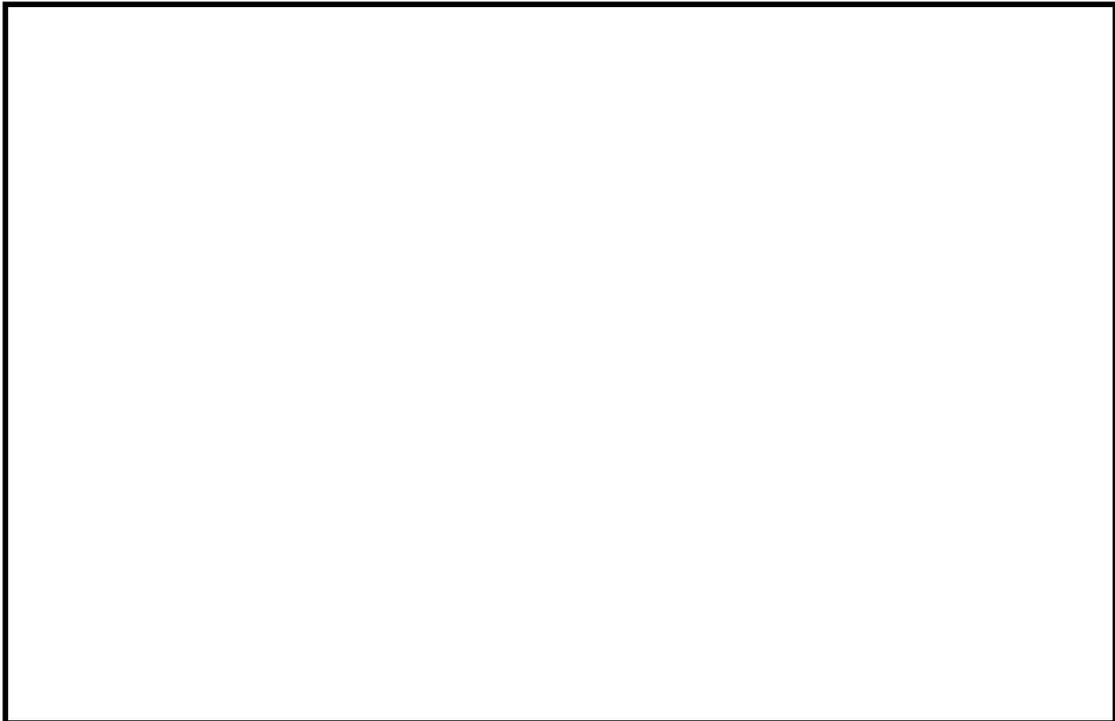
また、福島事故時に原子炉水位計、格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計装設備が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み、格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。

原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、SRV 動作圧力（安全弁機能の最大 8.20MPa [gage]）における飽和温度約 298℃を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は、当該の計装設備にて判断を行う。



(1) ドライウエルの  $\gamma$  線線量率



(2) サプレッション・チェンバの  $\gamma$  線線量率

図1 重大事故導入条件判断図

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

## 1. 2 炉心損傷の判断基準の根拠について

炉心損傷の判断基準は、設計基準事故時の格納容器内雰囲気放射線レベル計 $\gamma$ 線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高めを設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。

炉心損傷開始の判断は、上述のとおり格納容器内雰囲気放射線レベル計の $\gamma$ 線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を越えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合の $\gamma$ 線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。

上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故の $\gamma$ 線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。

## 1. 3 格納容器内雰囲気放射線レベル計について

格納容器内雰囲気放射線レベル計の $\gamma$ 線線量率の測定レンジは、 $10^{-2}\sim 10^5$ Sv/h であり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」並びに「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1参照）

格納容器内雰囲気放射線レベル計は、連続計測しており、計装設備の指示値は換算不要で図1の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器内雰囲気放射線レベル計の検出器は、ドライウェル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2カ所の合計4カ所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は、大破断 LOCA 等、直接ドライウェル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが、いずれの場合においても、炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、格納容器内雰囲気放射線レベル計にて炉心損傷に伴う $\gamma$ 線線量率の上昇を測定可能と考える。

また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間と $\gamma$ 線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。

表 1. 格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法		炉心損傷の判断	格納容器ベント	
設計基準事故の追加放出	$10^{-2} \sim 10^0$ Sv/h 程度 (原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値)	CAMS※	無	1Pd 到達
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の 10 倍)	$10^{-1} \sim 10^1$ Sv/h 程度 (原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値)	CAMS※	有	2Pd 到達前
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと (発生事故あたり概ね 5mSv 以下)	—	—	—
CAMS 使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	RPV 表面温度	有	2Pd 到達前
「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失のシーケンス」における最大放射線量率 (早期に炉心損傷したほうが核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、重大事故の中でも早期に炉心損傷する例)	$10^4$ Sv/h 程度 (事故後の最大値)	CAMS※	有	2Pd 到達前

※CAMS 計測レンジ (計装設備の仕様) :  $10^{-2} \sim 10^5$  Sv/h

## 2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

### 2. 1 原子炉への注水について

BWR の場合、事故時の対応は、原子炉注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応のマネージメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。

### 2. 2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて

炉心損傷後の格納容器ベントは、その実施の判断基準は、炉心損傷前の 1Pd（格納容器最高使用圧力：0.31MPa[gage]）到達に対し、炉心損傷後は 2Pd（格納容器限界圧力：0.62MPa[gage]）到達前に変更となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、原子炉格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力（1Pd）到達を実施基準としているが、炉心損傷後は、より長く原子炉格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、格納容器限界圧力（2Pd）到達前を実施基準としているためである。

また、格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表 2 に示す。

なお、炉心損傷前の格納容器ベント中には、炉心の健全性を確認するため、格納容器内雰囲気放射線レベル計の  $\gamma$  線線量率を監視し、 $\gamma$  線線量率が設計基準事故（追加放出）と同等の値を示した場合には、一旦、格納容器ベント操作を中断し、その後は炉心損傷後の実施基準に基づき対応する。

表 2. 炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	<p>(圧力基準)</p> <p>設計基準事故時の最高圧力は、ドライウエル：0.25MPa[gage]、サプレッション・チェンバ：0.18MPa[gage]であり、これらの圧力以下に維持できない場合は、原子炉格納容器の健全性を維持し、原子炉格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために、格納容器スプレイを行う。</p> <p>(温度基準)</p> <p>格納容器最高使用温度は、ドライウエル：171℃、サプレッション・チェンバ：104℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行う。</p>	<p>(圧力基準)</p> <p>炉心損傷後の格納容器スプレイは、格納容器限界圧力（2Pd）の0.62MPa[gage]未満に制御することを目的に、格納容器圧力が0.465MPa[gage]（1.5Pd）に到達した時点で開始し、0.39MPa[gage]に低下した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、ベントラインの閉塞等が生じること及び原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p>また、原子炉への注水機能が喪失し原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した場合は、原子炉圧力容器からの放熱による格納容器温度の上昇を抑制するため格納容器スプレイを実施する。</p> <p>(温度基準)</p> <p>格納容器限界温度の200℃に至らないように、ドライウエル及びサプレッション・チェンバ・プールの空間温度が190℃以上となった場合に、格納容器スプレイを行う。</p> <p>加えて、炉心損傷後は、原子炉格納容器内で発生する無機よう素の発生の抑制を目的に、格納容器スプレイ時に水酸化ナトリウムを注入する。</p>
格納容器ベント	<p>サプレッション・チェンバ圧力が0.279MPa[gage]（格納容器圧力制限値）以下に維持できなければ、原子炉格納容器空間部へ直接放出される熱を抑制することを目的に、原子炉を満水とし、さらに格納容器圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の0.31MPa[gage]に到達する場合には、原子炉格納容器の健全性を維持するために、ウェットウエルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。</p>	<p>格納容器限界圧力の0.62MPa[gage]に到達すると予測される場合には、原子炉格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、ウェットウエルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを行う。</p>

### 3. MAAP 解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判断基準について

有効性評価の MAAP 解析においては、炉心損傷の解析上の判定基準を、有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の 1,200℃（1,473K）よりも低い、1,000K（727℃）に設定している。

この 1,000K は、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに核分裂生成物の放出開始が観察されたことを踏まえ設定されたものであり、MAAP 解析上の判定基準である。

一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等の  $\gamma$  線線量率の上昇を、格納容器内雰囲気放射線レベル計によって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。上記より、MAAP 解析上の炉心損傷の判定基準である 1,000K（727℃）は、その後の運転操作に影響を与えるものではない。

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）)

1. はじめに

有効性評価の「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、格納容器気相部温度は、一時的に格納容器限界温度の 200℃を超える評価となっている。ここでは、これが原子炉格納容器の健全性に与える影響について考察する。

2. 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）」における、原子炉格納容器の気相部と壁面温度の推移を図 1 に示す。

事象開始後、破断口から流出する蒸気により、格納容器気相部温度が上昇し、格納容器スプレイの間欠的な実施により、温度上昇は抑制されるものの、一時的に 200℃以上に到達する評価となる。

格納容器温度によって健全性への影響を受ける部位としては、フランジ部等に用いられているシール材であると考えられる。シール材は格納容器壁面温度に近い雰囲気に曝されるため、図 1 に示すとおり、気相部温度が一時的に 200℃を超えたとしてもシール材温度が 200℃に到達することはない。シール材については「柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」において、原子炉格納容器内を 200℃、2Pd に模擬したシール材性能試験にて 7 日間の格納容器の閉じ込め機能を評価しているため問題はない。

3. まとめ

格納容器気相部温度は 200℃を若干超えるものの、壁面温度は格納容器限界温度の 200℃以上には到達しない。このため、原子炉格納容器の健全性に問題はない。

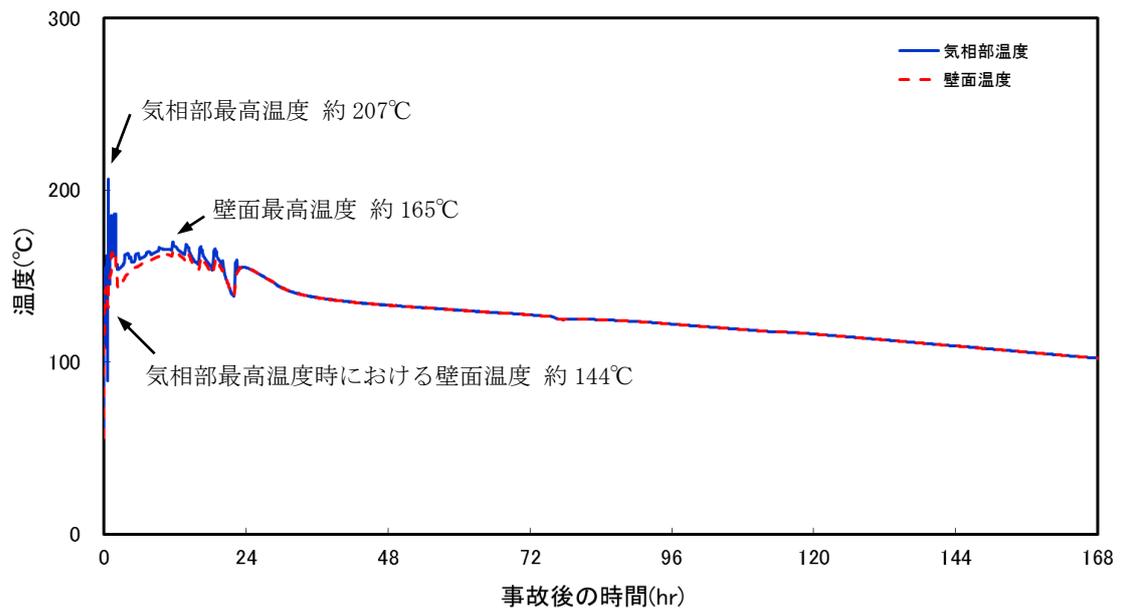


図1 原子炉格納容器気相部温度と壁面温度の推移

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

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは、事象発生約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生 70 分後からの低压代替注水系（常設）による原子炉注水により、炉心は再冠水される。上記により、炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉压力容器内に保持される。ここでは、本事象における炉心の損傷状態、損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。

2. 評価結果

(1) 炉心の損傷状態

図 1 に事象開始後 70 分、事象開始後約 230 分（最大状態）及び終状態（事象開始後 7 日）の炉心損傷状態を示す。終状態以降には炉心損傷は拡大しない。

(2) 損傷炉心の位置

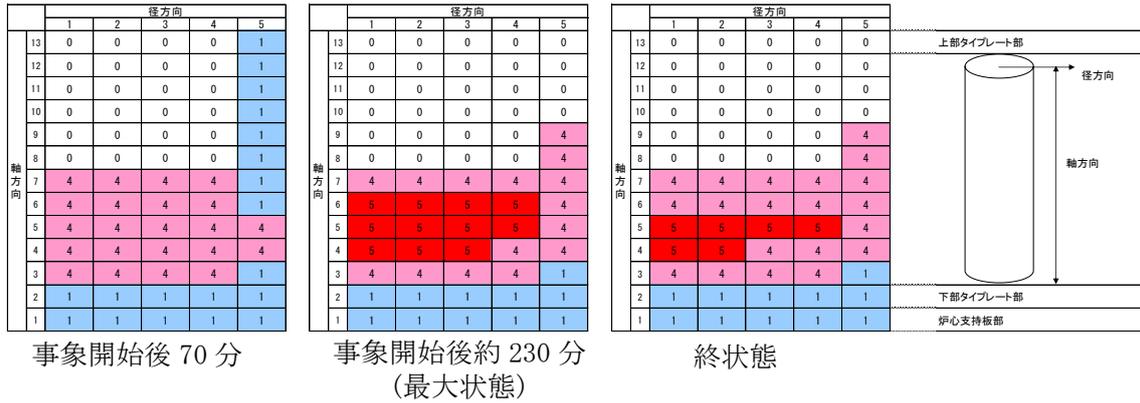
図 2 に各部（炉心位置、下部プレナム）における炉心重量の時間変化の推移を示す。図 2 に示すとおり、炉心は炉心位置に保持される。

(3) シュラウドへの熱影響

終状態においても、熔融プールは炉心の外周部に至っておらず、シュラウドへの熱影響はない。

3. まとめ

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスにおいて、炉心損傷に至るものの、再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉压力容器内に保持される。



損傷状態のモデル

- 0: 燃料なし (空洞)
- 1: 燃料が自立した状態
- 2: 燃料が崩壊した状態
- 3: 流路が減少した状態
- 4: 流路が閉塞した状態
- 5: 熔融プール状態

図1 炉心の損傷状態

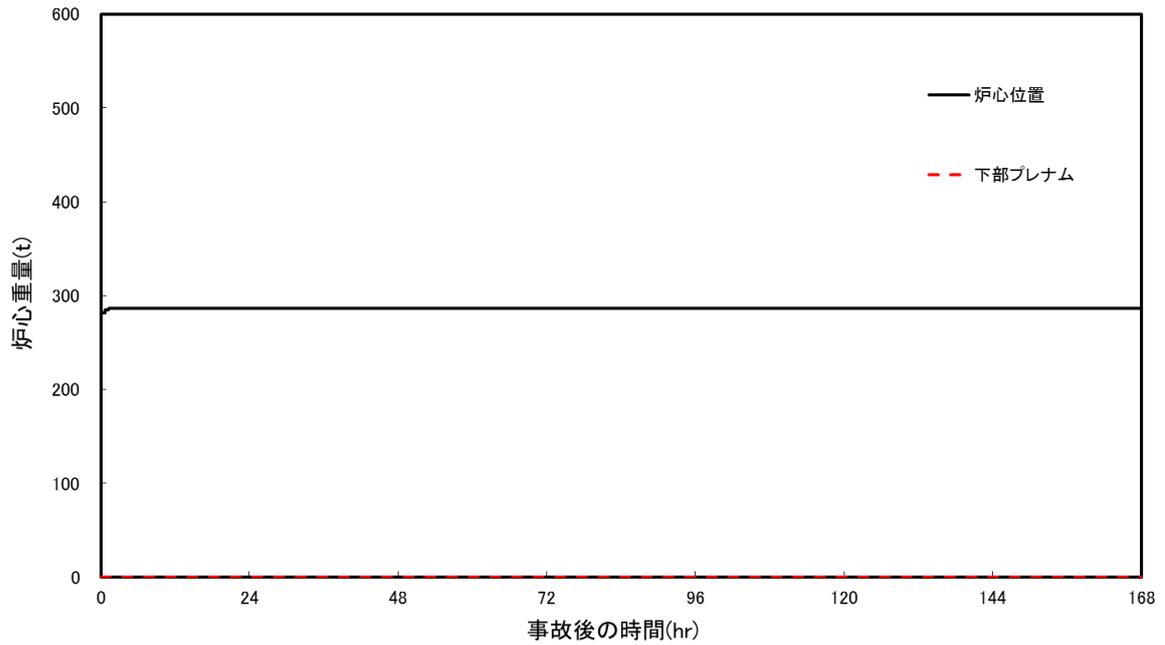


図2 各部 (炉心位置, 下部プレナム) における炉心重量の時間変化

## 安定状態について（代替循環冷却を使用する場合）

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を使用する場合における安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、事象発生から約 22.5 時間後に代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は 150℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。

また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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

## 1. はじめに

BWR において事故時に可燃性ガスが発生する事象として主に水-金属反応があるが、他事象によっても可燃性ガスの発生が想定される。

平成 23 年 3 月 11 日の東北地方太平洋沖地震後、福島第二原子力発電所 1, 2, 4 号炉の原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が確認されており、これは原子炉格納容器内のグレーチングに塗布しているローバル（常温亜鉛めっき）が水蒸気と反応し発生した水素の影響によるものと推定されている。また、重大事故時、炉心から原子炉格納容器に放出される放射性物質の環境への放出低減のため、原子炉格納容器内の水をアルカリ性に維持するが、これにより、炉内構造物の金属腐食による水素の発生も考えられる。

ここでは、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において、上記事象により水素が発生した場合の影響評価を実施する。

## 2. 影響評価

### 2.1 亜鉛の反応による水素の発生について

原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきの反応により、水素が発生する可能性がある。保守的にグレーチングの亜鉛めっきが全て反応することを想定して、水素発生総量を概略評価した。

#### a. 亜鉛量の計算条件

- ・上部ドライウェル グレーチング表面積：3,200m<sup>2</sup>
- ・サプレッション・チェンバ・プール グレーチング表面積：1,100m<sup>2</sup>
- ・亜鉛めっき膜厚：80 μm

（JIS H8641-2007記載の溶解亜鉛めっき厚判定基準値（最大値）76 μmより設定、6号及び7号炉においても本JISに基づき亜鉛めっきを実施）

- ・亜鉛密度：7.2g/cm<sup>3</sup>（JIS H8641-2007 記載値）

#### b. 評価結果

##### 〈亜鉛量〉

原子炉格納容器内のグレーチングに用いられる亜鉛量は、約2,500kgとなる。

- ・上部ドライウェル部：1,843kg（=3,200m<sup>2</sup>×80 μm×7.2g/cm<sup>3</sup>）
- ・サプレッション・チェンバ・プール部：634kg（=1,100m<sup>2</sup>×80 μm×7.2g/cm<sup>3</sup>）

#### 〈水素発生量〉

亜鉛は、以下の化学反応によって水素を発生する可能性がある。

- $Zn + H_2O \rightarrow ZnO + H_2 \uparrow$  (亜鉛-水蒸気反応)
- $Zn + NaOH + H_2O \rightarrow NaHZnO_2 + H_2 \uparrow$  (金属腐食反応)

亜鉛-水蒸気反応及び亜鉛の金属腐食反応のいずれにおいても、亜鉛 1mol より水素が 1mol 発生するため、発生する水素ガス量は約 77kg ( $\approx 56.8+19.5$ )、水素ガス体積 (標準状態) は約 850Nm<sup>3</sup> ( $\approx 631+217$ ) となる。

#### ・ドライウエル部：

$$56.8\text{kg} \quad (=1,843,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol})$$

$$631\text{Nm}^3 \quad (=1,843,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol})$$

#### ・サプレッション・チェンバ・プール部：

$$19.5\text{kg} \quad (=634,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol})$$

$$217\text{Nm}^3 \quad (=634,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol})$$

## 2.2 アルミニウムの反応による水素の発生について

原子炉格納容器内の主なアルミニウムの使用箇所は、保温材の外装材や DWC のアルミフィンである。保守的にアルミニウムの全量が全て反応することを想定して、水素発生総量を概略評価した。

### a. アルミニウム量の計算条件

- ・保温材に含まれるアルミニウムの体積：約 0.4m<sup>3</sup>
- ・アルミニウム密度：2.7g/cm<sup>3</sup>
- ・DWCに含まれるアルミニウムの質量：約 360kg

### b. 評価結果

#### 〈アルミニウム量〉

原子炉格納容器内に存在するアルミニウムの量は、約 1,440kg となる。

- ・保温材：約 1,080kg ( $=0.4\text{m}^3 \times 2,700\text{kg/m}^3$ )
- ・DWC：約 360kg

#### 〈水素発生量〉

アルミニウムは、以下の化学反応によって水素を発生する。

- $Al + NaOH + H_2O \rightarrow NaAlO_2 + 3/2H_2 \uparrow$  (金属腐食反応)

アルミニウム 1mol より水素が 3/2mol 発生するため、以下の通り、発生する水素ガス量

は約 162kg、水素ガス体積(標準状態)は約 1,800Nm<sup>3</sup>となる。

$$161.3\text{kg} \quad (\simeq 1,440,000\text{g}/27\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol} \times 3/2)$$

$$1792\text{Nm}^3 \quad (\simeq 1,440,000\text{g}/27\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol} \times 3/2)$$

なお、格納容器過圧・過温破損シナリオにて発生する水素ガス量は約 600kg であり、これと比較すると、原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムにより発生する水素ガス量の合計 239kg は 3 割程度の値である。

## 2.3 亜鉛及びアルミニウムによる水素発生による影響について

### (1) 格納容器圧力への影響について

格納容器圧力への影響評価にあたり、全交流動力電源喪失シナリオを例として評価を実施する。表 1 に全交流動力電源喪失シナリオにおける格納容器ベント前における格納容器気相部のモル分率を示す。

格納容器気相部のモル分率から考えると、格納容器ベント実施時 (0.31MPa) には、窒素約 0.024MPa、蒸気 約 0.285MPa を示す。亜鉛の反応により生じる水素 77kg 及びアルミニウムの発生により発生する水素 162kg の合計 239kg を考慮した場合は、窒素 約 0.023MPa、蒸気 約 0.277MPa、水素 約 0.010MPa となる。これより、全交流動力電源喪失シナリオにおいて、格納容器圧力は窒素及び原子炉内で崩壊熱により発生し原子炉格納容器内に流入する蒸気の影響が大きいと考えられ、亜鉛及びアルミニウムの反応で発生する水素はほぼ影響を及ぼさない。

表 1：格納容器気相部のモル分率

		窒素	水蒸気	水素
モル分率	水素の追加発生を考慮しない	約 0.08	約 0.92	0
	水素の追加発生を考慮する	約 0.074	約 0.9	約 0.033

### (2) 水素燃焼への影響について

水素及び酸素の可燃限界は、水素濃度 4vol%以上かつ酸素濃度 5vol%以上である。BWR のドライウェル内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素の発生はないことから、本反応単独での水素の燃焼は発生しないものとする。

### 3. まとめ

原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきに含まれる亜鉛が全て反応することを想定すると約 77kg の水素, アルミニウムが全て反応することを想定すると約 162kg の水素(合計約 239kg の水素)が発生する可能性がある。しかし, BWR の事故時における格納容器圧力は, ほぼ窒素と崩壊熱により発生する蒸気の影響に左右されるため, 亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素は, 格納容器圧力に対して有意な影響はないと考えられる。

また, 水素燃焼の観点においても, BWR のドライウェル内は窒素ガスにより不活性化されており, 本反応では酸素の発生はないことから有意な影響はないと考えられる。

## 非凝縮性ガスの影響について

## 1. はじめに

格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAP コードを使用して「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAP コードの水素発生量に関する妥当性については、TMI 及び PHEBUS 試験により確認しており、当該解析に MAAP コードを用いることは妥当である<sup>[1]</sup>。

ただし、MELCOR コードのように、流路閉鎖が発生しにくい（水素が発生しやすい）と仮定した場合においても、評価に有意な影響がないことを確認するため、感度解析を実施した。

## 2. 解析条件

- ・流体が閉鎖部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0  
（申請解析ではポロシティ：0.1 以下）

図 1 に示すように、炉心内でデブリの移行（リロケーション）が発生し、それが冷却材流路に堆積して閉塞を起こした場合、MAAP 解析では流路閉塞を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が 0.1 以下になるとそのノードは完全に閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方 MELCOR 解析の場合、流路閉塞を起こしたノードの空隙率の最小値は 0.05 に設定されており、完全閉塞は発生しない。

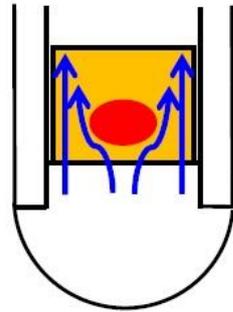
したがって、流路閉塞した場合、炉心で発生する非凝縮性ガスは MAAP の方が少なくなる傾向にある。このため、上記の条件にて、水素発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお、ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。

## 3. 解析結果

図 2 から図 6 に評価結果を示す。図 2 より、申請解析での水-ジルコニウム反応による水素発生量が約 592kg に対して感度解析では約 670kg と水素発生量は約 12%増加しているが、図 3 に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても、当該操作に大きな影響はない。

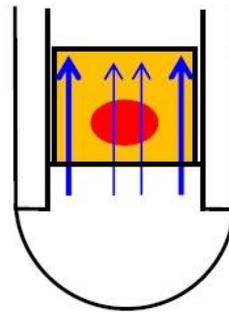
[1] 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 5 部 MAAP）

以上



MAAP

ポロシティ $\leq 0.1$ で  
完全閉塞

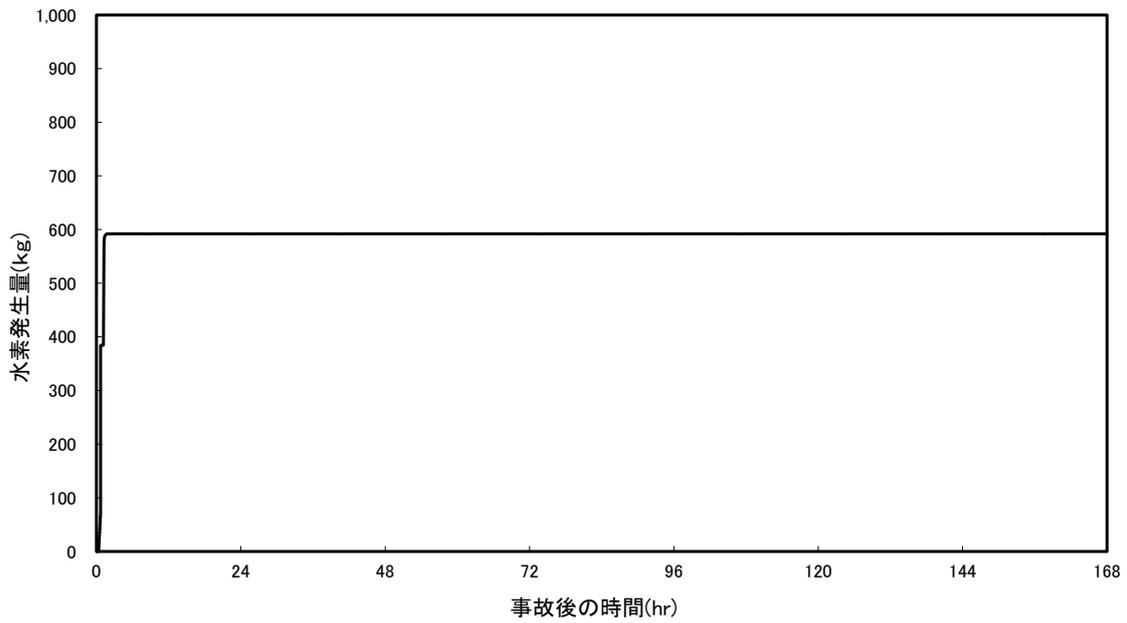


MELCOR

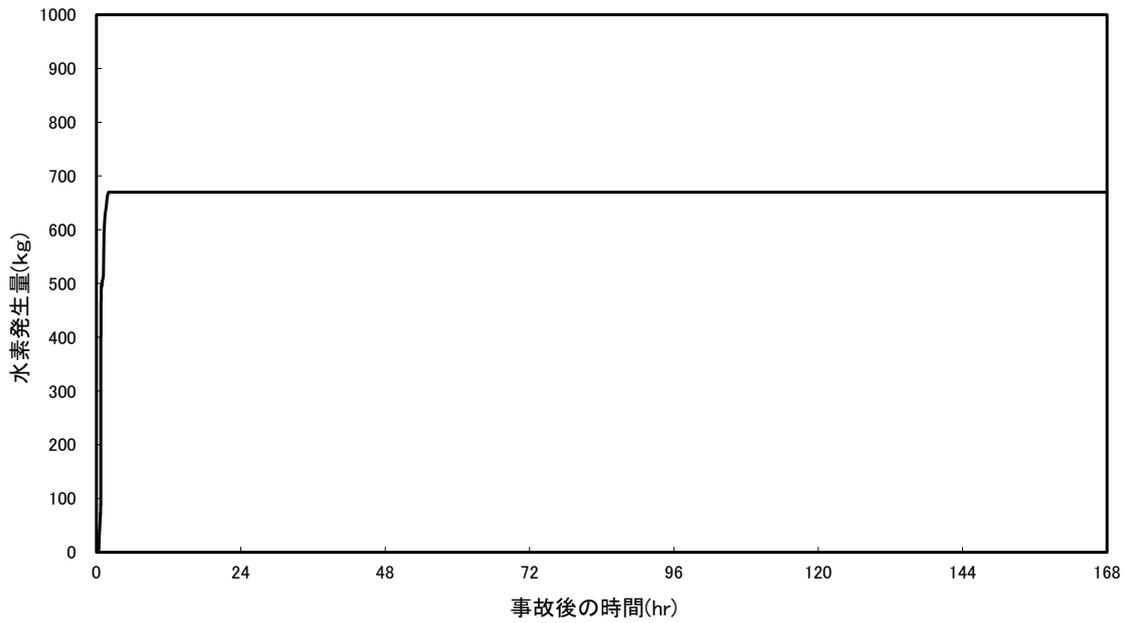
ポロシティの最小値は  
0.05(完全閉塞せず)

図1 炉心内流路閉塞モデルの概念図

(「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」,  
電力中央研究所, 平成 26 年 6 月 抜粋)

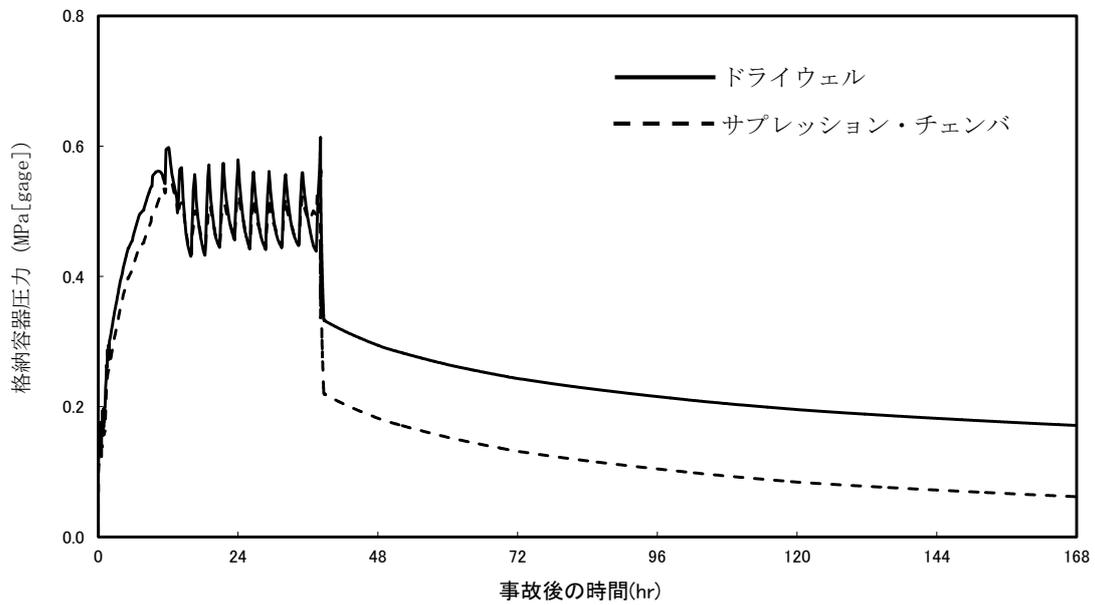


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

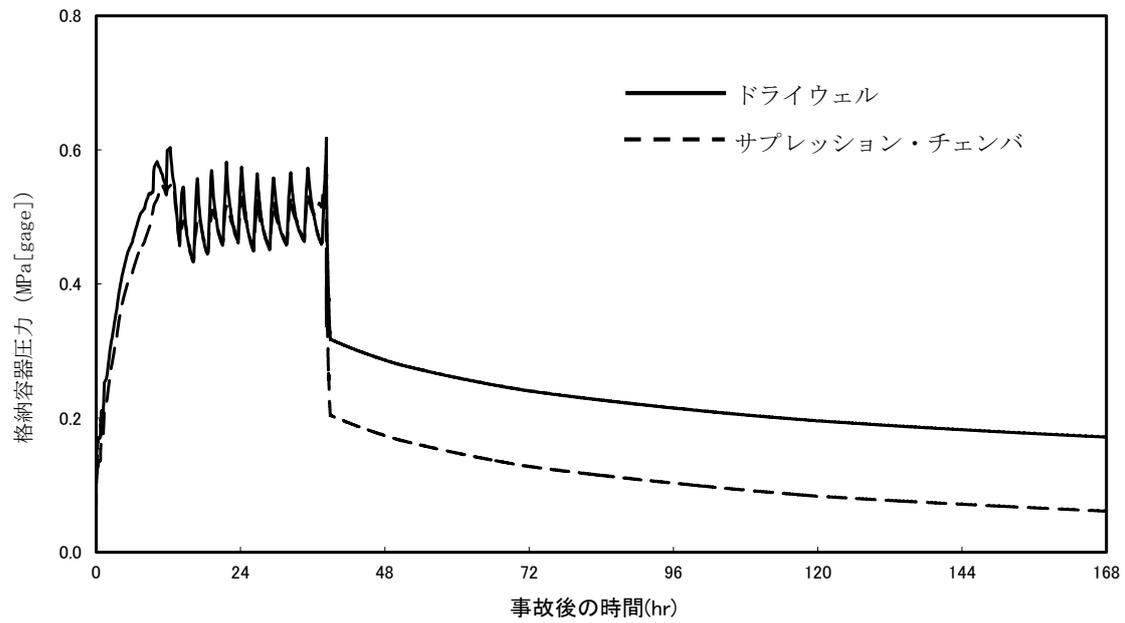


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 2 水素発生量比較

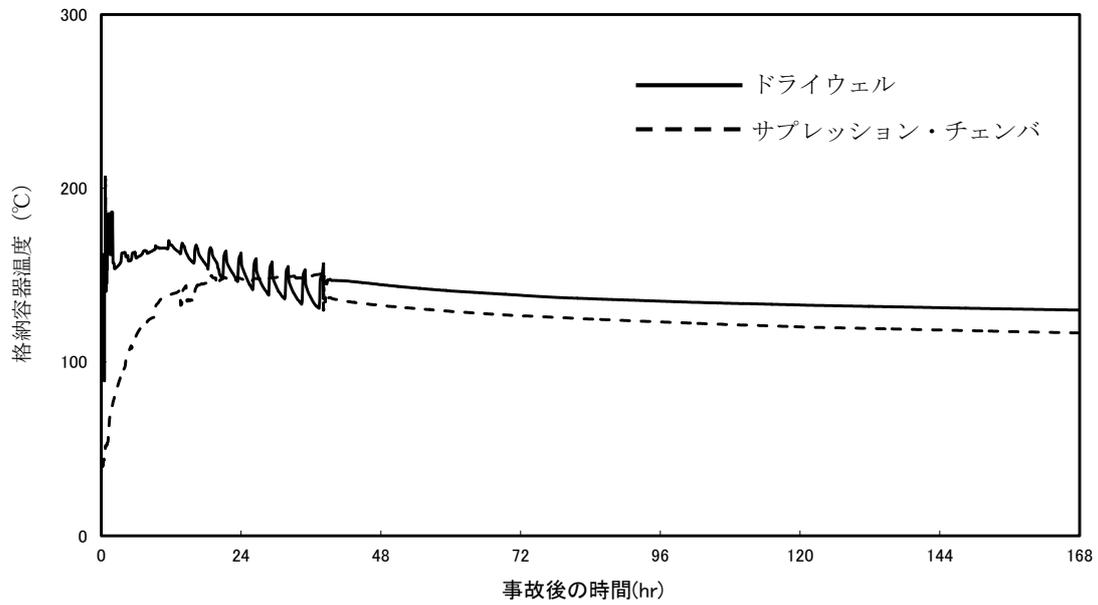


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

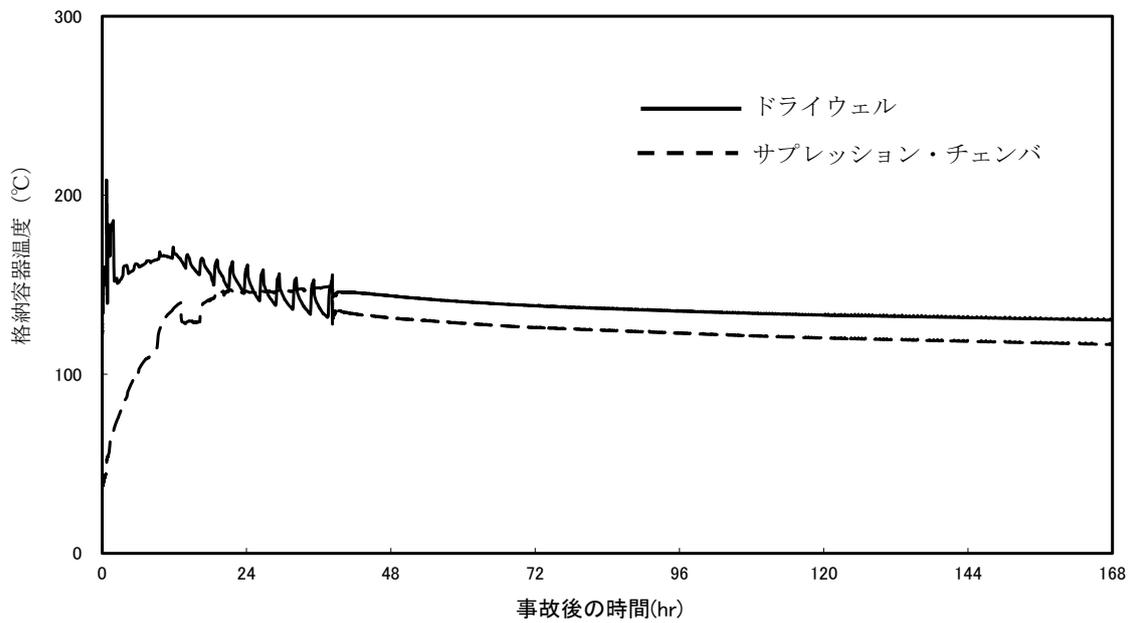


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 3 格納容器圧力の比較

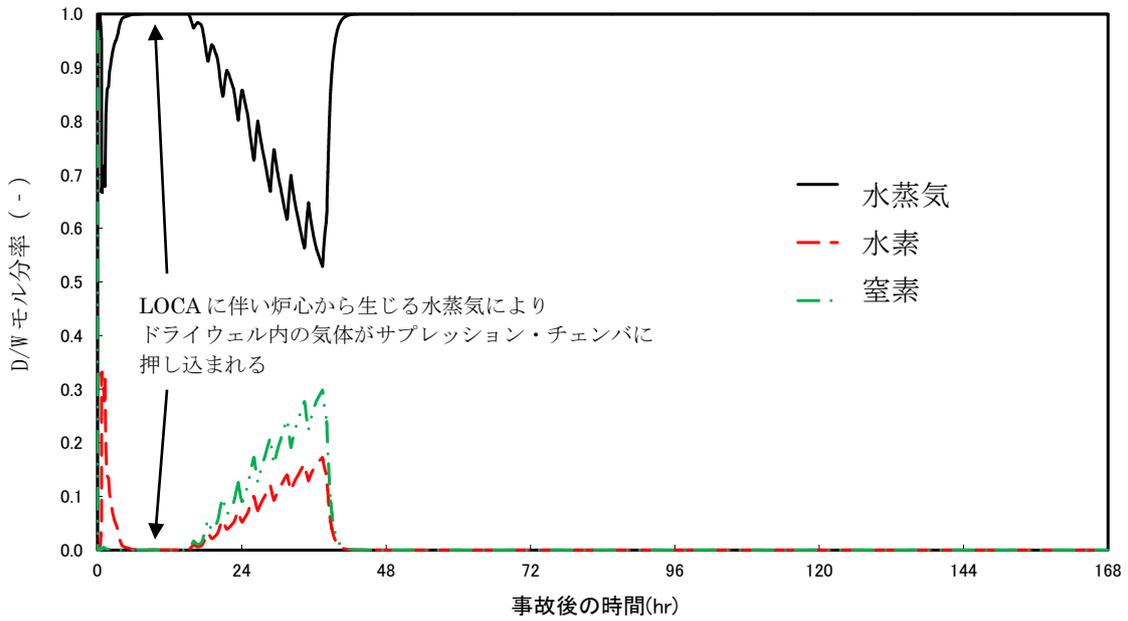


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

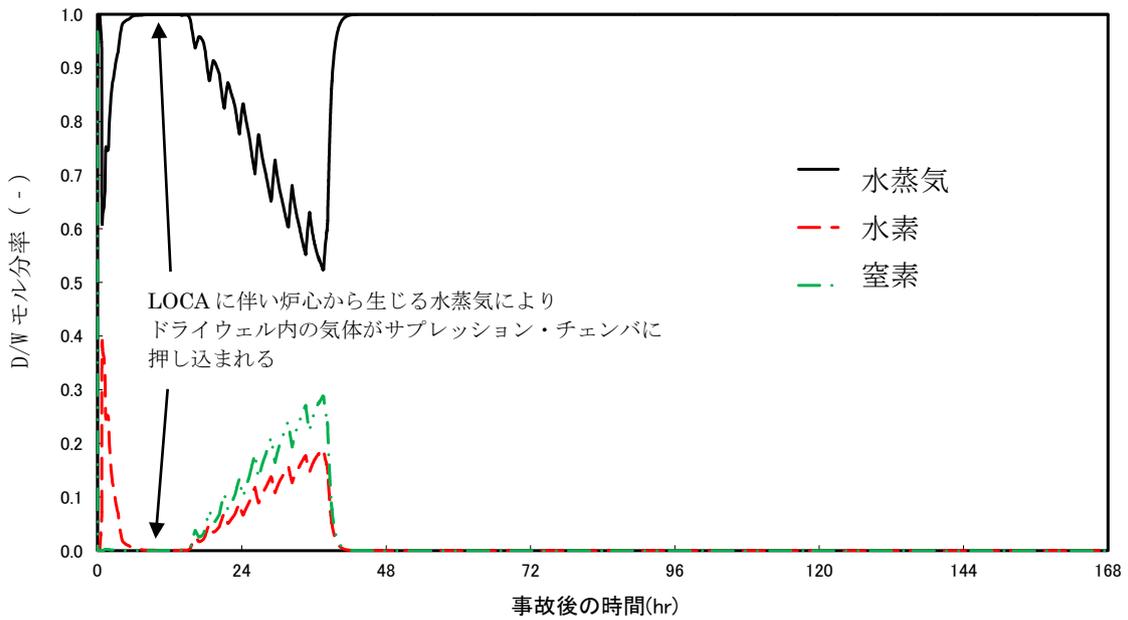


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 4 格納容器温度の比較

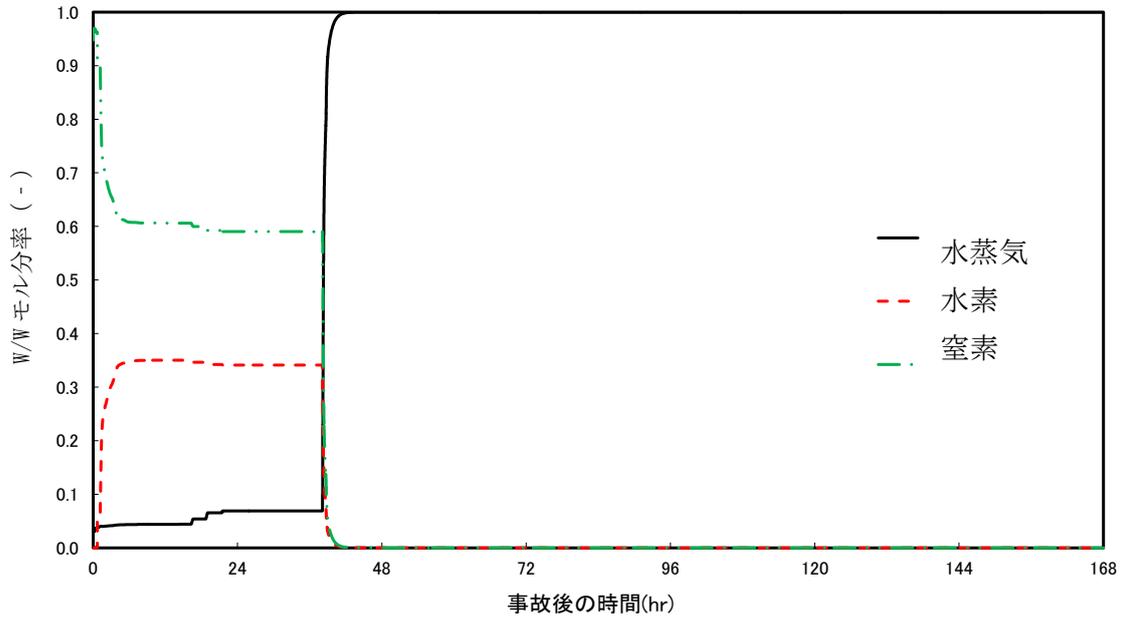


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

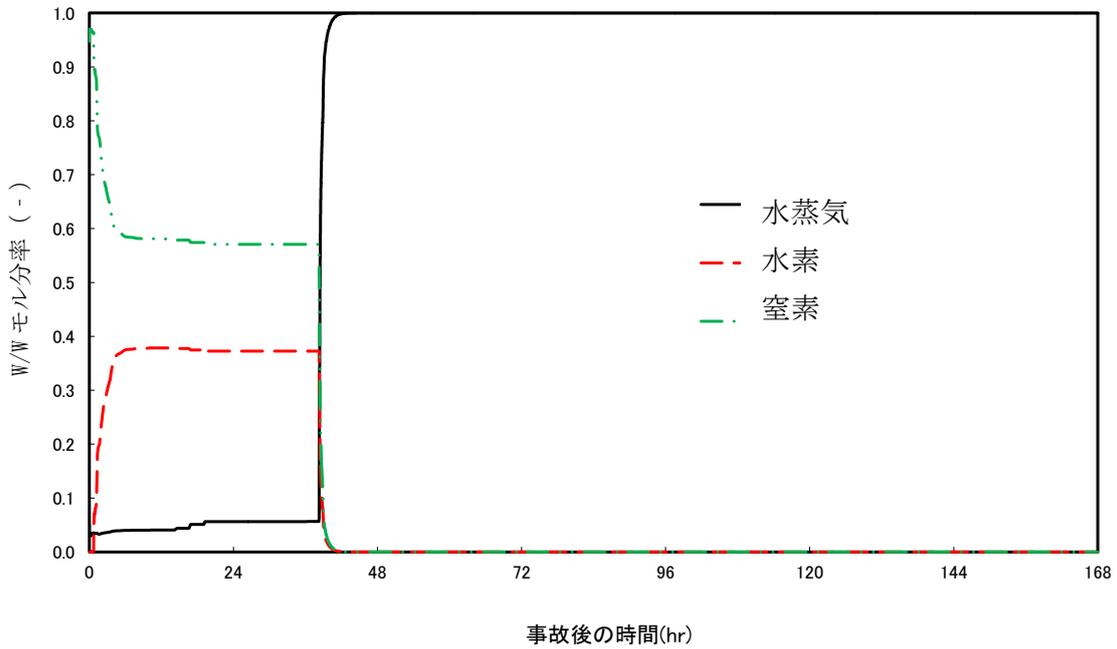


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図5 ドライウェル気相濃度の比較



大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 6 ウェットウェル気相濃度の比較

## 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

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

原子炉建屋内の換気空調系によって原子炉建屋を負圧にする場合、原子炉建屋内の放射性物質は換気空調系を經由して大気中に放出されるが、原子炉建屋から大気中への漏えいを能動的に防止することができる。一方、原子炉建屋内の換気空調系を停止する場合は、原子炉建屋からの漏えいを能動的に防止する効果は無くなるが、換気空調系を經由した放出が無くなる。本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では後者、すなわち、原子炉建屋の換気空調系を停止する状況を想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

## 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」に対し、代替循環冷却によって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で大部分が捕集されることが実験的に確認されていることから、本評価に当たっては、格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果 (DF450) を考慮した。
  - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
  - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。(詳細は「3. 補足事項」参照)

(4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質（Cs-137）の漏えい量は約 0.016TBq（7 日間）となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウエルのラインを経由した場合の放出量約 2.0TBq（7 日間）に比べて十分に小さい。

### 3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1) 式に建屋周辺の風速と建屋差圧(風荷重)の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

$\Delta P$  : 風荷重 (kg/m<sup>2</sup>)  
 $C$  : 風力係数 (-0.4)  
 $\rho$  : 空気密度 (0.125kg/m<sup>3</sup>: 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)  
 $v$  : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を (2) 式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

$f$  : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)  
 $\Delta P$  : 差圧 (mmH<sub>2</sub>O)  
なお、1mmH<sub>2</sub>O=1kg/m<sup>2</sup>

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH<sub>2</sub>O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は (3) 式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

$f_1$  : 実風速時の漏えい率 (回/日)  
 $f_0$  : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)  
 $\Delta P_1$  : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH<sub>2</sub>O)  
 $\Delta P_0$  : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH<sub>2</sub>O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 10%/日 (0.1 回/日) となる。

以上

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）））

表 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（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）））（1/2）

【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。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達		CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。		
	燃料被覆管酸化		炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない		
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達すること、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達することが確認されているが、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
気液分離（水位変化）・対向流					
原子炉圧力容器	E C C S 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。

表 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（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）））（2/2）

【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
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ものと考えられる。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。
	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。
	サブプレッション・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。
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物 (FP) 挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP 放出の開始時間を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激な FP 放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	大破断 LOCA 時における運転員の操作は、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大破断 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、炉心損傷後の圧力容器内 FP のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ベントを回避できるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物 (FP) 挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。	炉心損傷後の格納容器内 FP のパラメータを起点とした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。 FP 挙動の差異により格納容器内温度及び圧力挙動に影響を与えるが、温度及び圧力は崩壊熱による水蒸気発生が支配的な要因であり影響は極めて小さい。さらに、格納容器圧力及び温度を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約 2 時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化が運転員等操作時間に影響を与えることはない。	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ベントを回避できるため、評価項目となるパラメータ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（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）））（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、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、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うるが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧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うるが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧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 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うるが、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、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約 20 分で通常運転水位約-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。従って、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、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約 20 分で通常運転水位約-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。従って、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。	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。
	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、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、何れの型式も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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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、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上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉水位が破断口高さに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へ切替えること）に変わりはなから、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、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上昇が遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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うるが、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うるが、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うるが、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。従って、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。従って、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、格納容器スプレイの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低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器内温度の上昇は遅くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	

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（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））（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[gage]	約3kPa[gage] ～約7kPa[gage] (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50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）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。従って、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50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）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。従って、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、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。
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・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	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃ (実測値)	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。	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り、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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、燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。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り、格納容器の圧力上昇は遅くなるが、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。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	—
	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（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））（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	起回事象	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉压力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定。	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定。	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重量することから、外部電源が喪失するものとして設定。	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。	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。
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。	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。	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。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	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小さい。	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が、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h でスプレイ	140m <sup>3</sup> /h 以上でスプレイ	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。	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ものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	可搬代替注水ポンプ	90m <sup>3</sup> /h で注水	90m <sup>3</sup> /h で注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水を想定。 設備の設計を踏まえて設定。	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなるが、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。	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替循環冷却	循環流量は、全体で約 190m <sup>3</sup> /h とし、原子炉へ約 90m <sup>3</sup> /h、格納容器スプレイへ約 100m <sup>3</sup> /h にて流量分配	循環流量は、全体で約 190m <sup>3</sup> /h とし、原子炉へ約 90m <sup>3</sup> /h、格納容器スプレイへ約 100m <sup>3</sup> /h にて流量分配	代替循環冷却の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

表3 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(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)(1/5)

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及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<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, これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系(常設)の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため, 認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために, 中央制御室にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と, 現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員(現場)と, 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)が配置されている。常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員(現場)は, 常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間, 他の操作を担っていない。このため, 要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作については, 中央制御室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】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員(現場)は, 中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが, 移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)は, 屋外に移動するが, 移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間を想定している。このため, 移動が操作開始時間に与える影響はない。また, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作については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】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場), 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員(現場)の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため, 操作所要時間は最長で50分間となる。</p> <p>[起動操作等を行う運転員(現場): 操作所要時間; 合計40分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ, 配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 燃料バルブの開操作, 給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動, 起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に20分間を想定</li> </ul> <p>[受電準備を行う運転員(現場): 操作所要時間; 合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり, 1個あたりの操作時間に移動時間含めて2分間程度を想定し, 操作の所要時間は40分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定</li> </ul> <p>[運転員(中央制御室): 操作所要時間; 合計35分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定</li> <li>● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に, 中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系(常設)の注水準備操作の所要時間に15分間を想定</li> </ul> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁(1弁)の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系(常設)の追加起動であり, 何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定。</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが, それを加味して操作の所要時間を算定しているため, 操作開始時間に与える影響はない。また, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は, 常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用母線への受電操作と同時に実施する。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の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。また, 中央制御室内の制御盤操作は, 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>	常設代替交流電源設備からの受電操作は, 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。		
				常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は, 認知に10分間, 移動に10分間, 操作所要時間に50分間の合計70分間であり, 解析上の受電完了時間とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作については, 常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため, 受電操作の影響を受けるが, 実態の操作時間は, 解析上の操作開始時間とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。	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。	事象発生から90分後(操作開始時間の20分程度の遅れ)までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が開始できれば, 評価項目を満足する結果となり, 時間余裕がある。(添付資料3.1.2.9)	低圧代替注水系(常設)の操作は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, 復水移送ポンプを起動し, 低圧代替注水系(常設)の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後70分に原子炉注水操作の開始が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。

表3 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(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)(2/5)

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	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後, 格納容器温度約190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定	<p><b>【認知】</b> 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度約190℃)に到達するのは事象発生約2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><b>【要員配置】</b> 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><b>【移動】</b> 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><b>【操作所要時間】</b> 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位が破断口高さ到達後に, 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。</p> <p><b>【操作の確実さ】</b> 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>	<p>解析結果は破断口まで水位回復前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ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へ切替えることとしており, 実態の操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は, 解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 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。また, 代替格納容器スプレイへの切替後, 原子炉水位が低下し原子炉水位低(レベル1)に到達した場合, 低圧代替注水系(常設)へ切替を行う。当該操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。また, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作と重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。</p>	<p>原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は破断口まで水位回復後, 格納容器温度約190℃到達後となり, 実態の操作開始時間は解析上の想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>事象発生から90分後(操作開始時間の20分程度の遅れ)に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始した場合の解析では, 格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため, 時間余裕がある。(添付資料3.1.2.9)</p>	<p>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, 復水移送ポンプの起動を確認し, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却のための系統構成に約2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。</p>

表3 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 (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) (3/5)

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	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から12時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間90分想定のところ, 訓練実績等により約70分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間180分想定のところ, 訓練実績等により約135分であり, 想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ, 電源車, 可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備)	事象発生から12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	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (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) 及び可搬型大容量送水ポンプ (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, 電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備 (現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで) 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への燃料給油作業は, 許容時間180分のところ訓練実績等では約96分, 電源車及び可搬型大容量送水ポンプ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。

表3 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(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)(4/5)

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	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p><b>【認知】</b> 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><b>【要員配置】</b> 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><b>【移動】</b> 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, 牽引また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><b>【作業所要時間】</b> 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弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが, 1弁あたりの操作時間に移動時間含めて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。</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 緊急時対策要員による準備操作及び運転員(現場)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><b>【操作の確実さ】</b> 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は解析上の設定から早まる可能性があり, この場合, 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20時間あり, 代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。なお, 本操作が大幅に遅れるような事態になつた場合でも, 格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系(常設)による原子炉注水, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイを行うこととなる。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は, 事象発生約38時間後であり, 約15時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある。	訓練実績等より, 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。また, 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。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 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(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)(5/5)

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	代替循環冷却による格納容器除熱操作	事象発生約22.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	代替循環冷却運転は事象発生約22.5時間後に開始することとしているが、余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の開始時間も早まる可能性がある。代替循環冷却の運転開始時間を早める。	代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、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。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置又は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行うこととなる。格納容器スプレイは、ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を追う慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、事象発生約38時間であり、約15時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では、代替循環冷却による格納容器除熱操作の中の操作時間の時間的制約が厳しい代替循環冷却運転開始直前操作の所要時間は、復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作及び操作終了後の現場運転員の退避時間を合わせて約21分。他の操作は事象発生20時間後又は22時間後までに予め準備が可能である。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。

## 注水操作が遅れる場合の影響について

## 1. はじめに

評価事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」では、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低下により炉心は露出し、事象発生約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。有効性評価では、事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。

本事象進展について、運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。

## 2. 評価項目への影響

操作遅れを想定し、注水開始時間を有効性評価における設定よりも 20 分遅延（事象発生 90 分後に原子炉注水を開始）した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。

## (1) 原子炉圧力容器の健全性への影響

原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。表 1 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図 1, 2 に示す。

操作 20 分遅れの場合においても、損傷した燃料は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。

※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、熔融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。

## (2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響

格納容器破損防止対策の有効性の観点から、格納容器スプレイ開始時間及び格納容器限界圧力・限界温度の到達時間を評価した。表 2 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図 3, 4 に示す。

操作 20 分遅れの場合において、原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが、図 3, 4 に示すとおり、格納容器スプレイ開始後は格納容器の圧力・温度は制御される。また、操作 20 分遅れの場合においても、格納容器限界圧力に到達する時間は、有効性評価のケースと同じ約 38 時間後であり、格納容器圧力及び温度の上昇傾向への影響はほぼない。

### 3. まとめ

操作 20 分遅れの場合においても，有効性評価のケースと同様に，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって，原子炉注水操作は，有効性の確認された 20 分程度の遅れの余裕がある。

表 1. 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)

表 2. 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

ケース	格納容器スプレイ開始時間	格納容器限界圧力・限界温度 の到達時間 (格納容器ベント開始時間)
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に 原子炉注水開始)	約 2.0 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に到達)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に 原子炉注水開始)	約 2.3 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に到達)

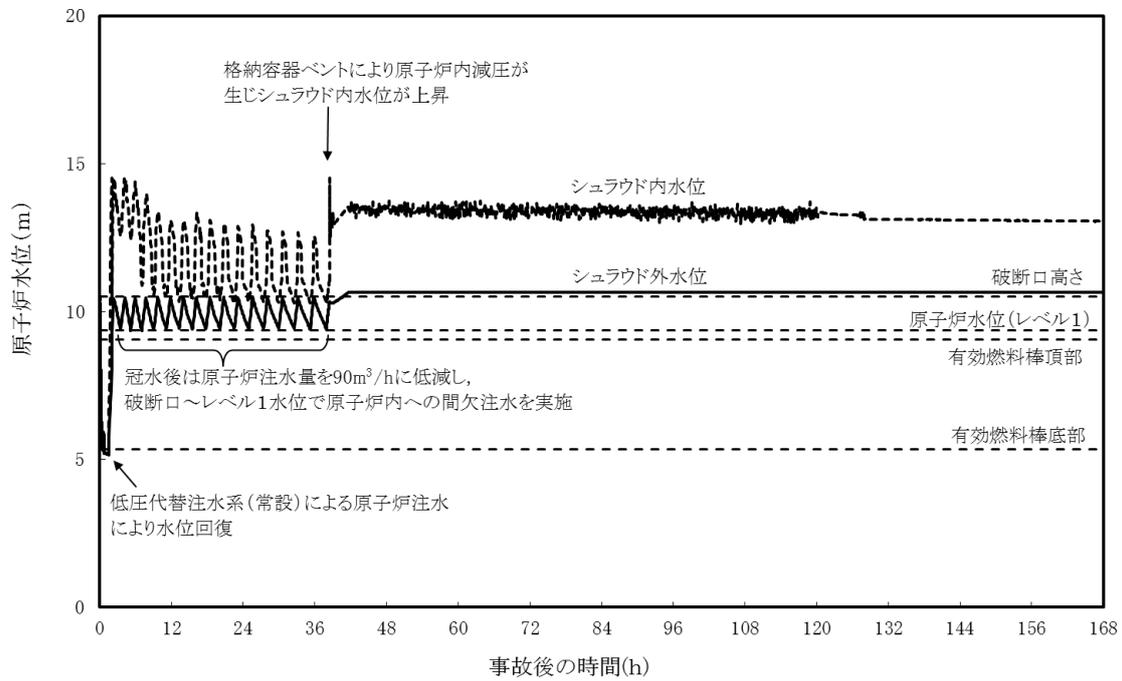


図 1. 操作 20 分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

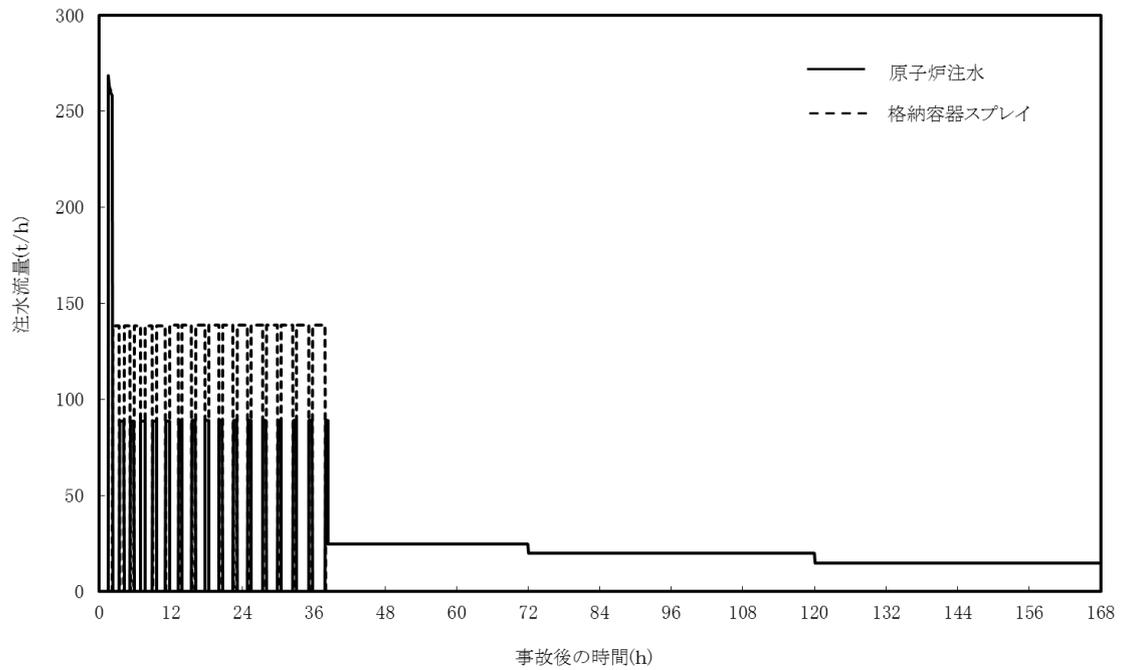


図 2. 操作 20 分遅れのケースにおける注水流量の推移

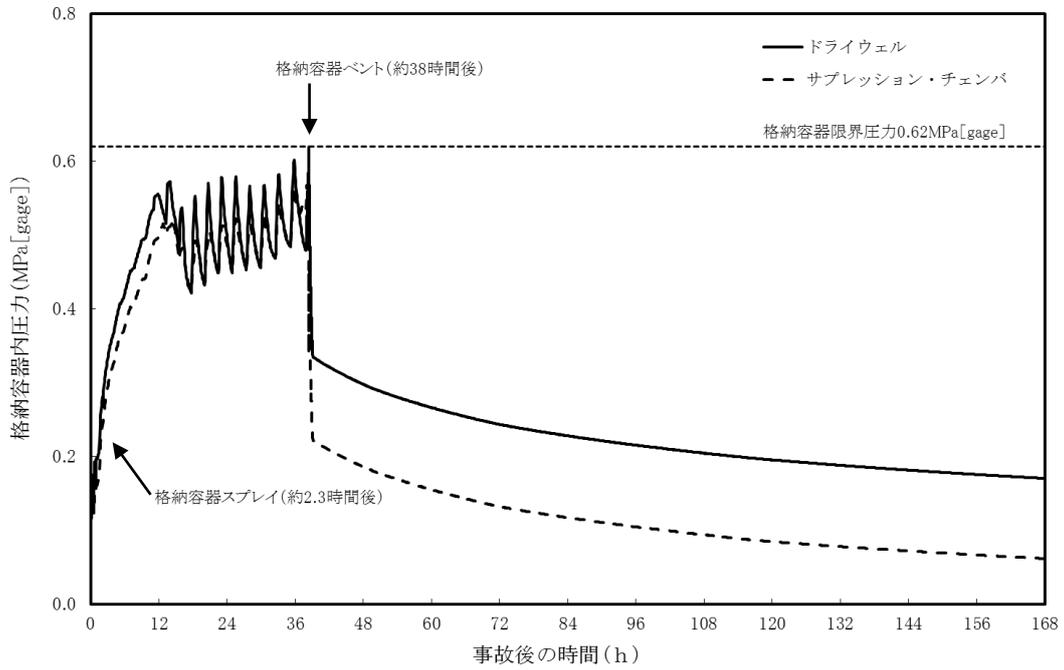


図 3. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

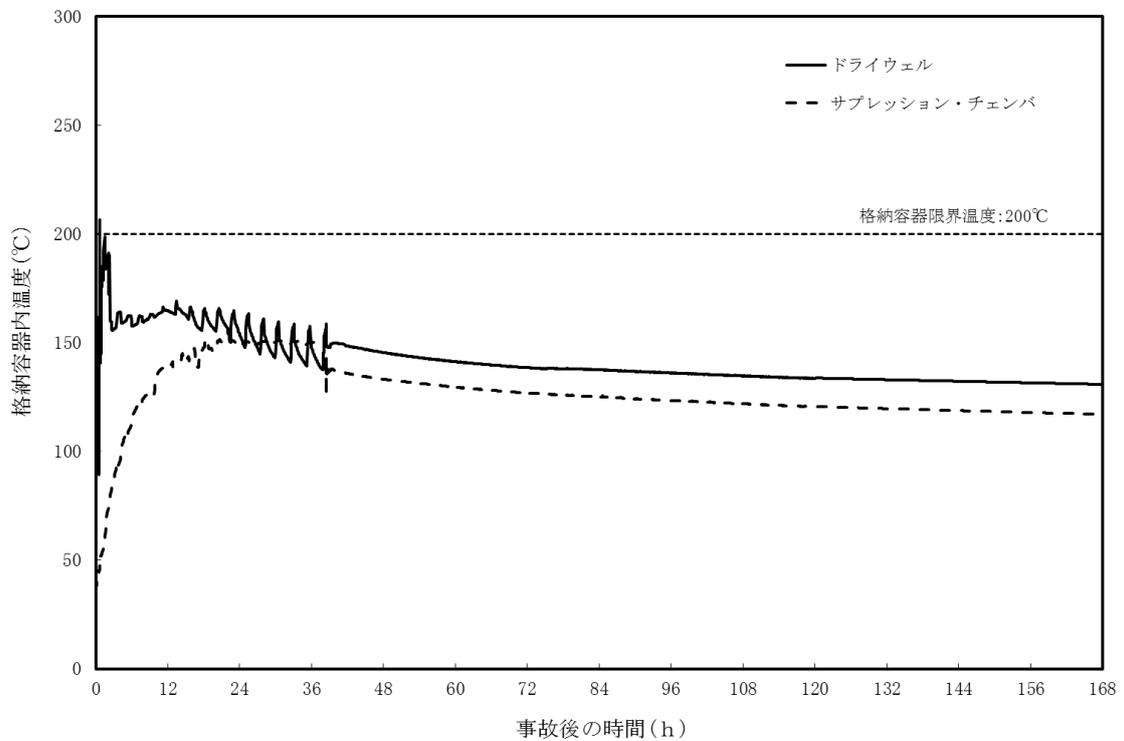


図 4. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

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）：代替循環冷却を使用する場合）

○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 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で注水する（約 90m<sup>3</sup>/h）。

② 代替格納容器スプレ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で、代替格納容器スプレイを実施（140m<sup>3</sup>/h）。

③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 3 台を用いて 130m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ給水する。

④ 代替循環冷却準備（MUWC 全停）の影響緩和のための措置

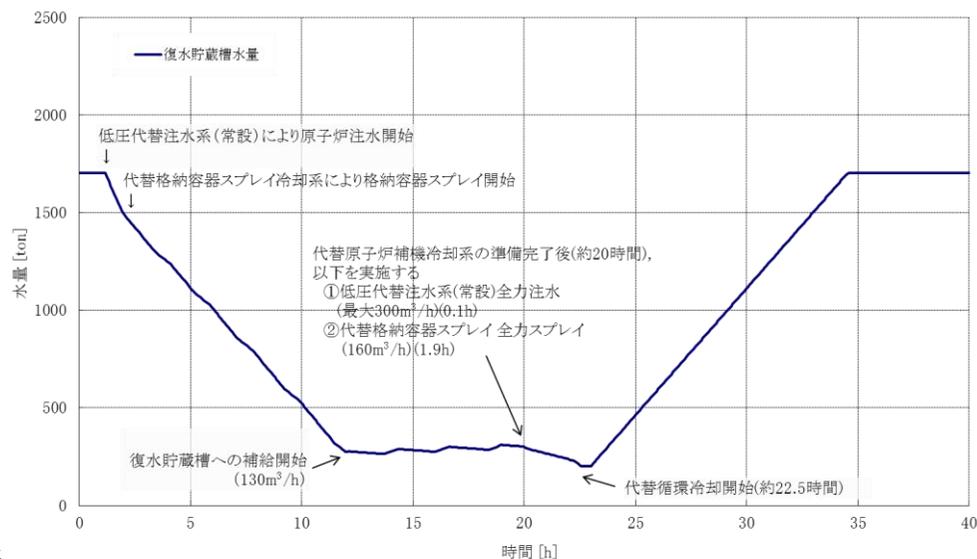
事象発生 20 時間後から、低圧代替注水系（常設）において、原子炉圧力容器内へ全力注水（最大 300m<sup>3</sup>/h）を 0.1 時間行う。その後、代替格納容器スプレ冷却系に切替えを行い、最大流量（160m<sup>3</sup>/h）で 1.9 時間、代替格納容器スプレイを実施する。なお、MUWC 全停後は、事象発生約 22.2 時間～約 22.5 時間まで、可搬型代替注水ポンプにより 90m<sup>3</sup>/h で原子炉注水を行う。

○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間後までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。事象発生後約 22.5 時間後から、代替循環冷却の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内を除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,830m<sup>3</sup> 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 5,660m<sup>3</sup> 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



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）：代替循環冷却を使用する場合）

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：格納容器過圧・過温破損は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1,014kL	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。
	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	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L	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	可搬型大容量送水ポンプ 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		
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。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L	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	可搬型大容量送水ポンプ 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79kL	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1,147kL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。

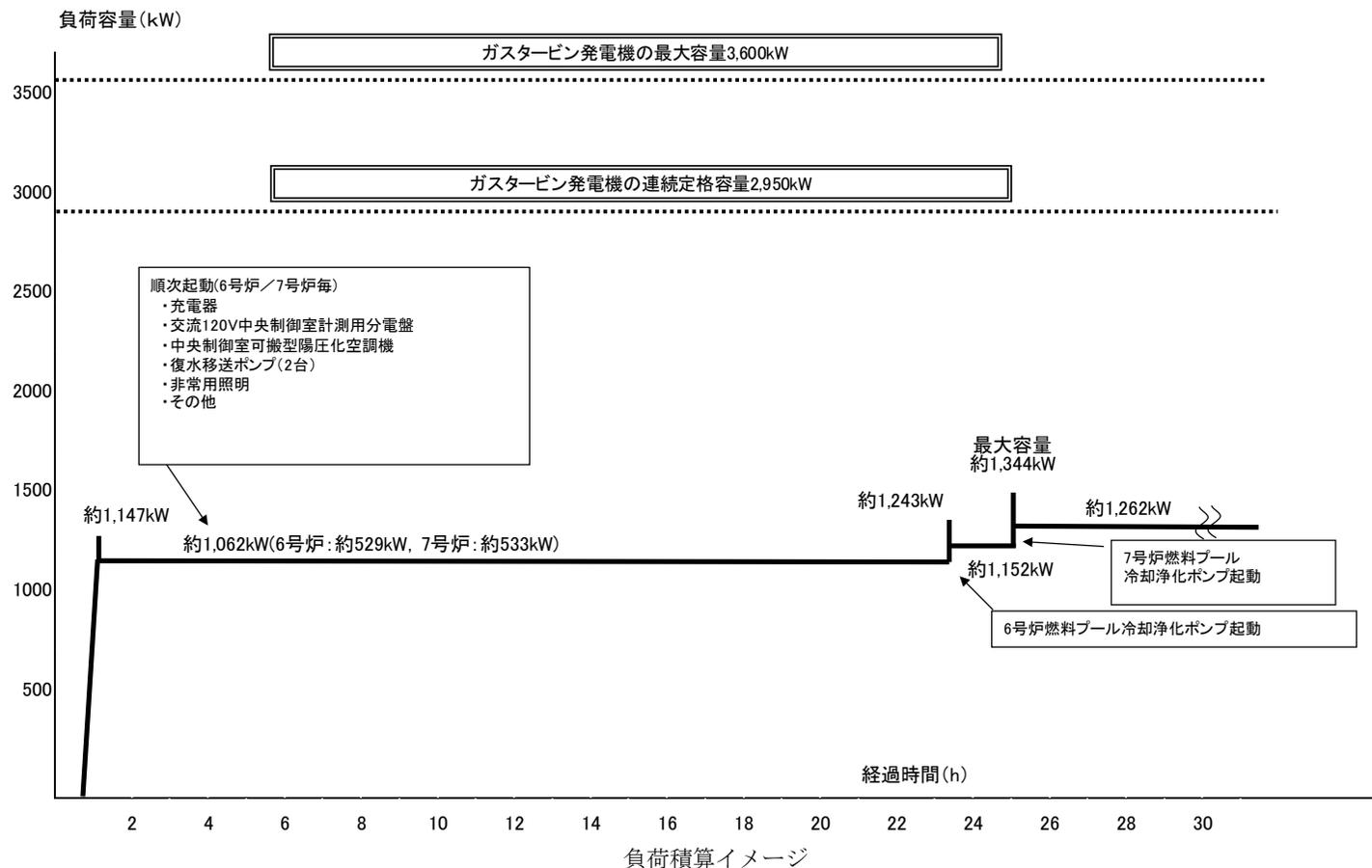
※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（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）

<6号及び7号炉>

添 3.1.2.12-1

	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
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約619kW	約643kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約1,262kW (約1,344 kW)	



添付資料 3.1.2.12

### 3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合

#### 3.1.3.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却を使用しない場合を想定し、代替循環冷却以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.3.1 から図 3.1.3.3 に、手順の概要を図 3.1.3.4 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 3.1.3.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 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、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.3.5 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 14 名、合計が 34 名になる。

#### a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については、3.1.2.1 a. と同じ。

#### b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、3.1.2.1 b. と同じ。

#### c. 炉心損傷確認

炉心損傷確認については、3.1.2.1 c. と同じ。

#### d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、3.1.2.1 d. と同じ。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却については、3.1.2.1 e. と同じ。

代替格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・チェンバ・プール水位が上昇するため、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮（約 2m）しても、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。

代替格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備はサプレッション・チェンバ・プール水位である。

f. 格納容器圧力逃がし装置又は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

格納容器圧力逃がし装置又は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の準備として、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

格納容器圧力が、限界圧力 0.62MPa[gage]に接近した場合、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の二次格納施設外からの人力操作によって全開することで、格納容器圧力逃がし装置又は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。

格納容器圧力逃がし装置又は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。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサプレッション・チェンバ・プール水位等である。

以降、損傷炉心の冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

### 3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉压力容器におけるECCS注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉压力容器内FP挙動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、炉心損傷後の原子炉格納容器内FP挙動が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表3.1.3.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起回事象

起回事象として、大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(添付資料 1.5.2)

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお、代替循環冷却は使用しないものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

#### (d) 水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コードMAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4)有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

### b. 重大事故等対策に関連する機器条件

#### (a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

最大300m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，代替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。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内へスプレイする。なお，代替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。

(d) 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中央制御室からの遠隔操作による中間開操作（流路面積約 50%開）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

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，常設代替交流電源設備によって供給を開始し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生70分後から開始する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，破断口まで水位回復後，格納容器温度が約190℃に到達した場合に開始する。なお，格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても，サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置又は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操作は，格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近した場合に実施する。

(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件

(a) 事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて，最高 50,000 時間とする。

(b) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，炉心に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，原子炉格納容器内に放出<sup>\*</sup>され，サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置又は代替格納

容器圧力逃がし装置に至るものとする。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。

※ セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては MAAP 解析の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量は、以下の式で計算される。

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}} \times (1/\text{DF})$$

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}})$$

$f_{\text{Cs}}$  : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

$f_{\text{CsI}}$  : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合 (MAAP コードでの評価値)

$f_{\text{CsOH}}$  : 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 (MAAP コードでの評価値)

$M_{\text{I}}$  : ヨウ素の初期重量 (kg)

$M_{\text{Cs}}$  : セシウムの初期重量 (kg)

$W_{\text{I}}$  : ヨウ素の分子量 (kg/kmol)

$W_{\text{Cs}}$  : セシウムの分子量 (kg/kmol)

$\text{Bq}_{\text{Cs137}}$  : Cs-137 の炉内内蔵量 (Bq)

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数

(d) 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については、格納容器スプレーやサプレッション・チェンバ・プールでのスクラビングによる除去効果を考慮する。

(e) 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。

(f) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。

b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。

c)原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.1.3.1, 3.1.3.2)

#### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外）、注水流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図3.1.3.6から図3.1.3.8に、燃料最高温度の推移を図3.1.3.9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3.1.3.10から図3.1.3.13に示す。

##### a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727℃) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200℃ に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227℃) に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系（常設）による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することができる。ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止することから、格納容器圧力は上昇し、事象発生から約 38 時間経過した時点で限界圧力に接近する。限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置又は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し、格納容器圧力及び温度を低下させる。その後、熔融炉心からの放熱によって格納容器温度は上昇傾向が継続するが、崩壊熱の減少に伴い、事象発生から約 43 時間経過した時点で低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力についても同様に徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.2.3)

##### b. 評価項目等

格納容器圧力は、図 3.1.3.10 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び限界圧力に接近した場合に格納容器圧力逃がし装置又は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行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は、限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。なお、原子炉格納容器バウンダ

りにかかる圧力が最大となる事象開始約 38 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 2%以下であるため、その影響は無視しうる程度である。

格納容器温度は、図 3.1.3.11 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置又は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行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約 165°C となり、限界温度 200°C を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器気相部温度は約 207°C となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144°C であり、限界温度 200°C を超えない。

サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約  $1.4 \times 10^{-3}$  TBq (7 日間) であり、100TBq を下回る。

ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約 2.0TBq (7 日間) であり、100TBq を下回る。

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着し除去されると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定すると、漏えい量は約 0.017TBq (7 日間) となり、ドライウエルのベントラインを経由した場合の評価結果に比べて十分に小さな値となる。このことから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量はドライウエルのベントラインを経由した場合の評価結果に対して無視できる程度であり、これらを加えた場合でも大気中への Cs-137 の総放出量は約 2.0TBq (7 日間) で変わりなく、100TBq を下回る。

(添付資料 3.1.3.1, 3.1.3.2)

図 3.1.3.6 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、図 3.1.3.10 に示すとおり、限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置又は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、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(3)の評価項目について対策の有効性を確認した。

(添付資料 3.1.3.3)

### 3.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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。

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））では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系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又は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

本評価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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、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代替格納容器スプレイ，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，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，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは FP 放出の開始時間に関する基本的なモデルについては PHEBUS-FP 実験解析において，実機体系により妥当性が確認されているが，燃料被覆管破裂後の FP 放出挙動に関しては小規模体系の模擬性が原因によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられるが，炉心損傷後の圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認しているが，炉心損傷後の格納容器内 FP 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。

（添付資料 3.1.3.4）

#### 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内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。また，炉心ヒートアップに関するモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では，格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認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小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）では，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては，短期的な挙動は緩慢な挙

動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動及び炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることが確認されている。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。また、炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、ABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、Cs-137 の観点で評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器逃がし装置等による Cs-137 の総放出量は、評価項目（100TBq を下回っていること）に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約  $1.4 \times 10^{-3}$  TBq（7 日間）、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約 2.0TBq（7 日間）であり、評価項目に対して余裕がある。

（添付資料 3.1.3.4）

## (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3.1.3.2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られらる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、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上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、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。

機器条件の低圧代替注水系(常設)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3.1.3.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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、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上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系(常設)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が、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料3.1.3.4)

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、受電操作の影響を受けるが、実態の操作時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系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破断口まで水位回復後、格納容器温度約190℃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、解析結果は破断口まで水位回復前に既に格納容器温度は約190℃を超えており、実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ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へ切替えることとしており、実態の操作開始時間は、解析上の想定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。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。また、代替格納容器スプレイへの切替後、原子炉水位が低下し原子炉水位低（レベル1）に到達した場合、低圧代替注水系（常設）へ切替を行う。当該操作開始時間は、解析上の想定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。また、中央制御室で行う操作であり、他の操作と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又は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操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.62MPa[gage]接近時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.62MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約38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予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さい。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。

(添付資料3.1.3.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は破断口まで水位回復後、格納容器温度約190℃到達後となり、実態の操作開始時間は解析上の想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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置又は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、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、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3.1.3.4)

(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。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時におけるCs放出量については燃料損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であるため、放出量に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置又は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操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約38時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料3.1.3.4, 3.1.2.9)

#### (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。

### 3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、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、「3.1.3.1格納容器破損防止対策」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。有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は8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

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

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による代替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、号炉あたり約7,300m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約14,600m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生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。

(添付資料 3.1.3.5)

#### 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して、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運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約10kL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959kL)

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)で合計約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による復水貯蔵槽への給水、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 3.1.3.6)

#### 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1,262kW(6号炉:約619kW 7号炉:約643kW)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 3.1.3.7)

#### 3.1.3.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置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手段を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の

評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却を使用しない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置又は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ことにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱が可能である。

その結果、金属-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置又は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等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

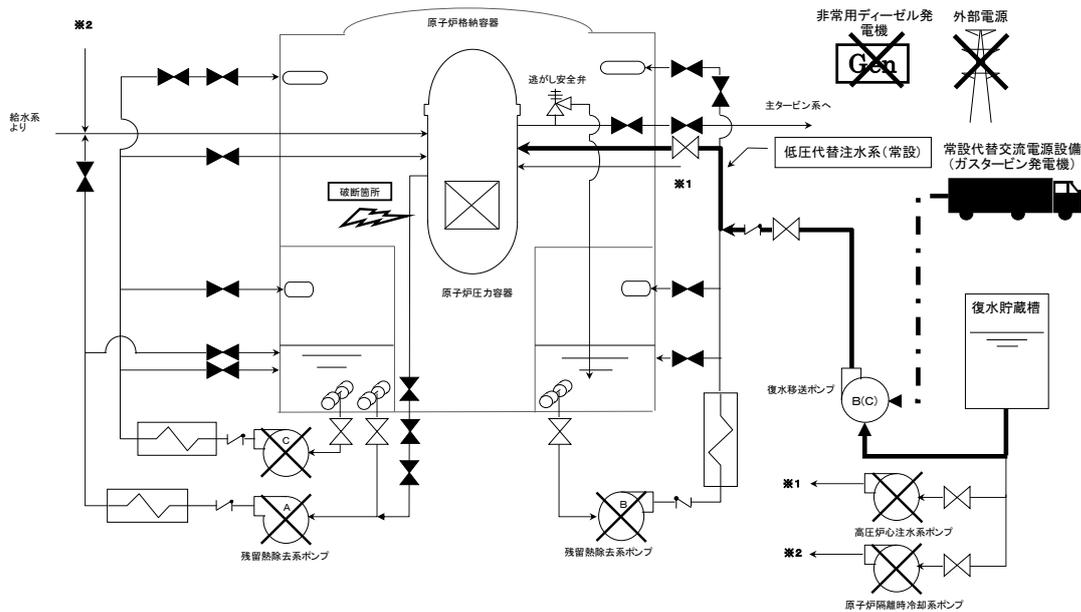
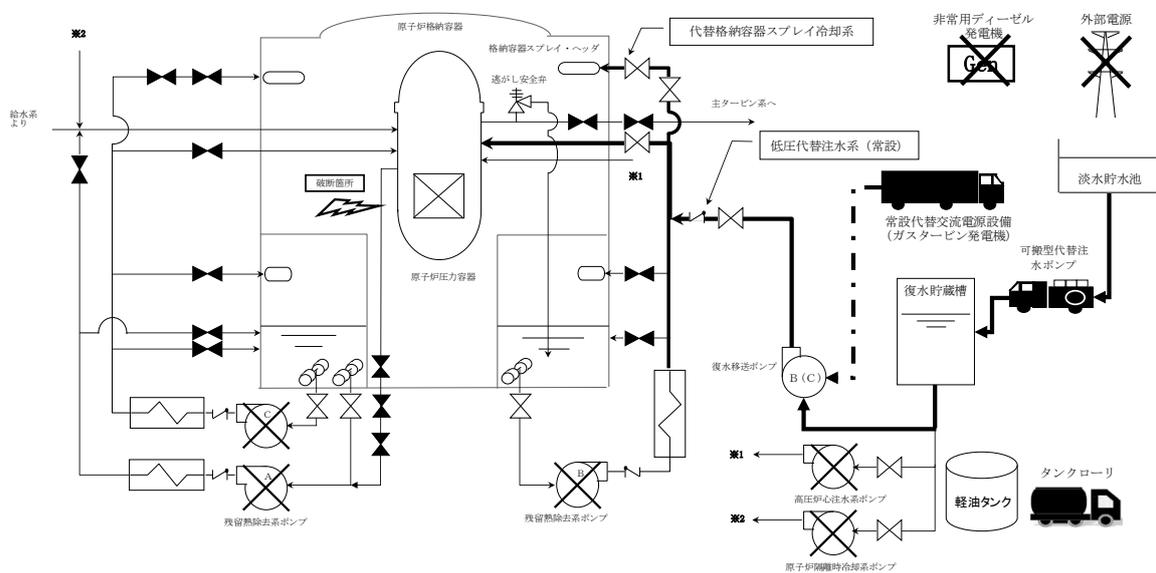


図 3.1.3.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(代替循環冷却を使用しない場合)(1/3)  
(原子炉注水)



※低圧代替注水系(常設)と代替格納容器スプレイ冷却系は、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。

図 3.1.3.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(代替循環冷却を使用しない場合)(2/3)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

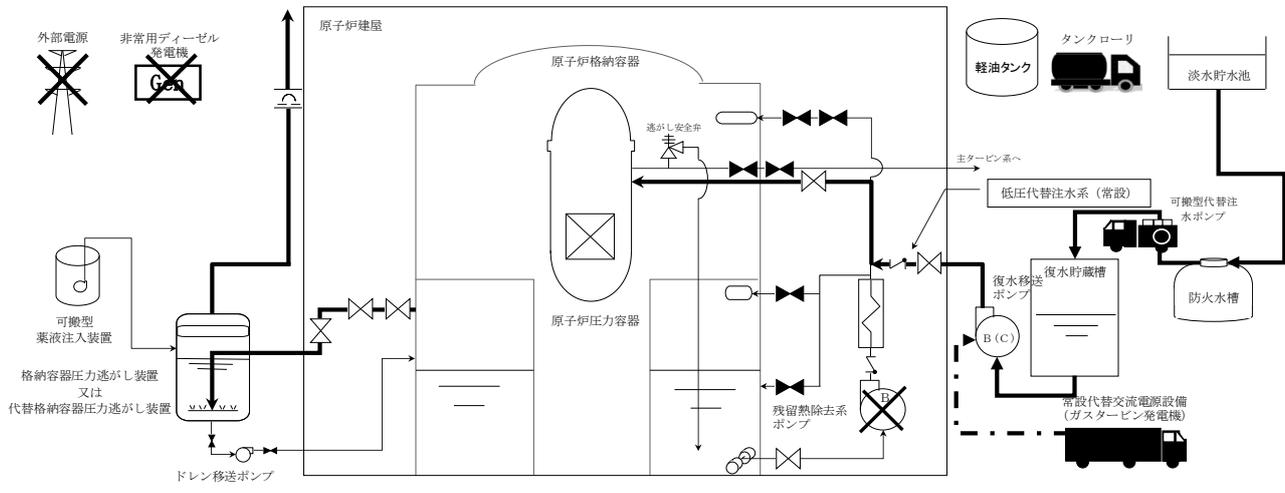


図 3.1.3.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用しない場合）(3/3)  
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)





格納容器過圧・過温破損							経過時間（時間）										備考				
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）										備考			
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	12	16	20	24	28	32	36		40	44	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		約0.3時間 事象発生 約0.3時間 炉心損傷開始	約70分 約2時間 原子炉注水開始 破断口まで水位回復確認												
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	破断口まで水位回復後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施													
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施													
格納容器頂部注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部注水	注水量および上部ドワイエル温度変化により格納容器頂部注水を調整する										要員を確保して対応する			
	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備/装備	10分													
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設(可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	80分													
代替原子炉補機冷却系 準備操作(解析上考慮せず)	-	-	(2人) B, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分										要員を確保して対応する			
	-	-	-	-	13人 (参集)	13人 (参集)	・放射線防護装備準備/装備	10分													
	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・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													
代替原子炉補機冷却系 運転(解析上考慮せず)	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施										現場確認中断 (一時待避中)			
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの補給	再起動準備として使用済燃料プールへの補給を実施する										燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する			
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系系統構成	再起動準備としてろ過装置の隔離を実施する													
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じて使用済燃料プールへの補給を依頼する													
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	-	-	-	-	2人 ※1, ※2		・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-			・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	90分													
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人, ※1	2人, ※2	・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設(防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	180分													
燃料給油準備	-	-	-	-	※1, ※2		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分										タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給			
	-	-	-	-	(2人)		・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													
中央制御室待避室の陽圧化 (解析上考慮せず)	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室空気ポンプ陽圧化装置空気供給弁開 ・中央制御室待避室陽圧調整	5分										格納容器ベント実施の30分前または格納容器ベント操作に運転員が現場への移動を開始した場合に実施する 中央制御室待避室空気ポンプ陽圧化操作完了後、格納容器ベント操作要員以外は待避室へ移動する			
中央制御室待避室の陽圧化維持	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室陽圧状態確認 ・中央制御室待避室陽圧調整	適宜実施										中央制御室待避室が陽圧化されていること差圧計により確認する。必要に応じて差圧調整弁により陽圧調整を実施する。			
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備 (格納容器二次隔離弁操作、格納容器ベントパングリ構成)	60分										格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する			
	-	-	-	-	4人 (参集)	4人 (参集)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分													
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-			・ベント状態監視	適宜実施										待避所へ待避しベント状態を監視する。			
	-	-	(2人) B, F	(2人) e, f			・放射線防護装備準備/装備	10分													
	-	-	-	-	(4人) (参集)	(4人) (参集)	・格納容器ベント操作(格納容器一次隔離弁操作)	60分										格納容器ベント操作後待避所へ待避する			
	-	-	-	-			・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施										中操からの連絡を受けて現場操作を実施する			
燃料給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備/装備	10分										タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給			
燃料給油作業	-	-	-	-			・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分													
燃料給油作業	-	-	-	-			・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施										作業中断 (一時待避中) 格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する 一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する 待避解除は作業エリアの放射線量測定後となる			
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 e, f, g, h	10人* (参集要員8人)																

\* 有劣性評価で考慮しない作業を含めると要員は「14人(参集要員9人)」となる

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.1.3.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間  
(代替循環冷却を使用しない場合)(2/2)

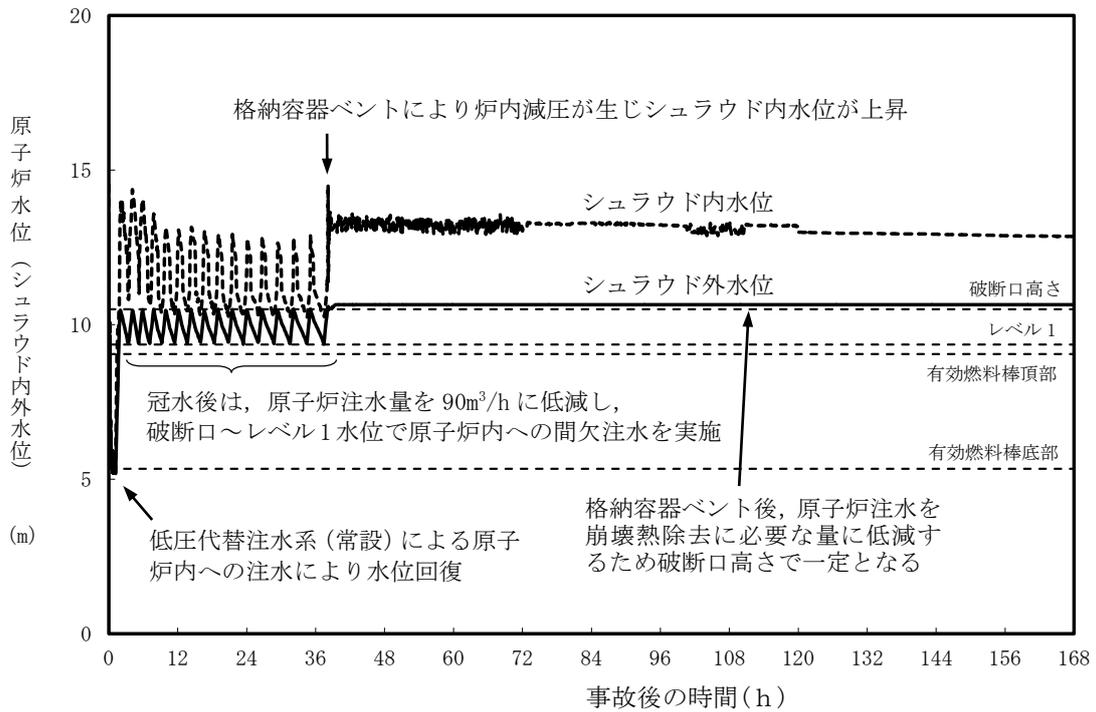


図 3.1.3.6 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

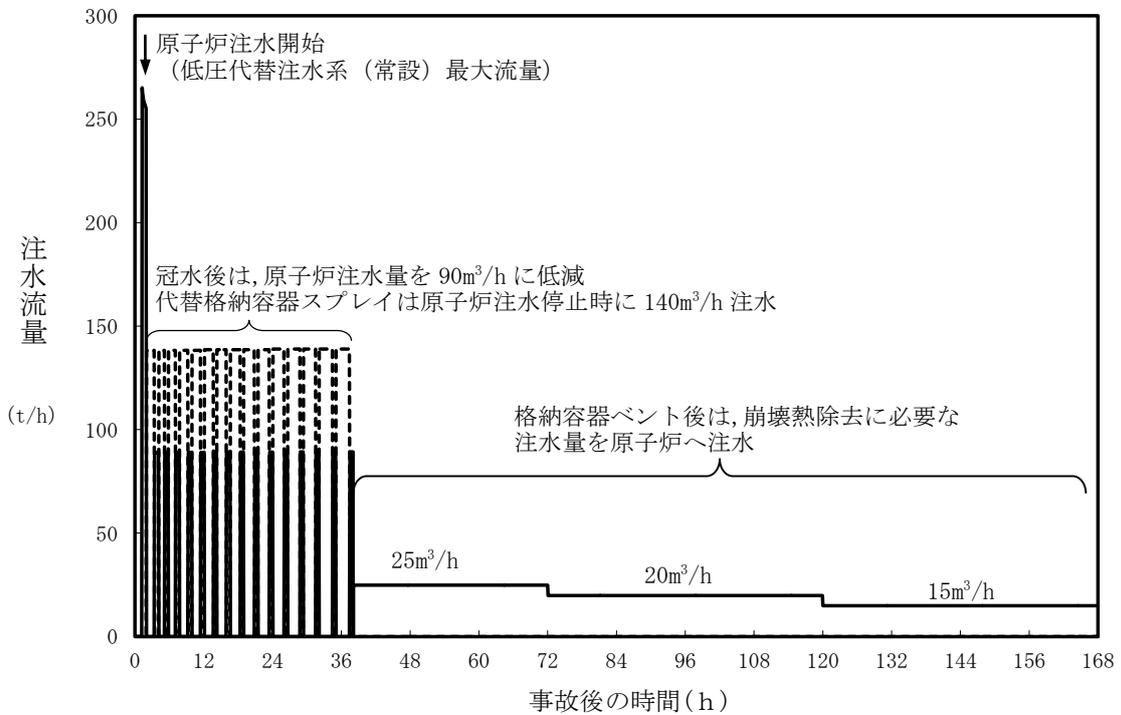


図 3.1.3.7 注水流量の推移

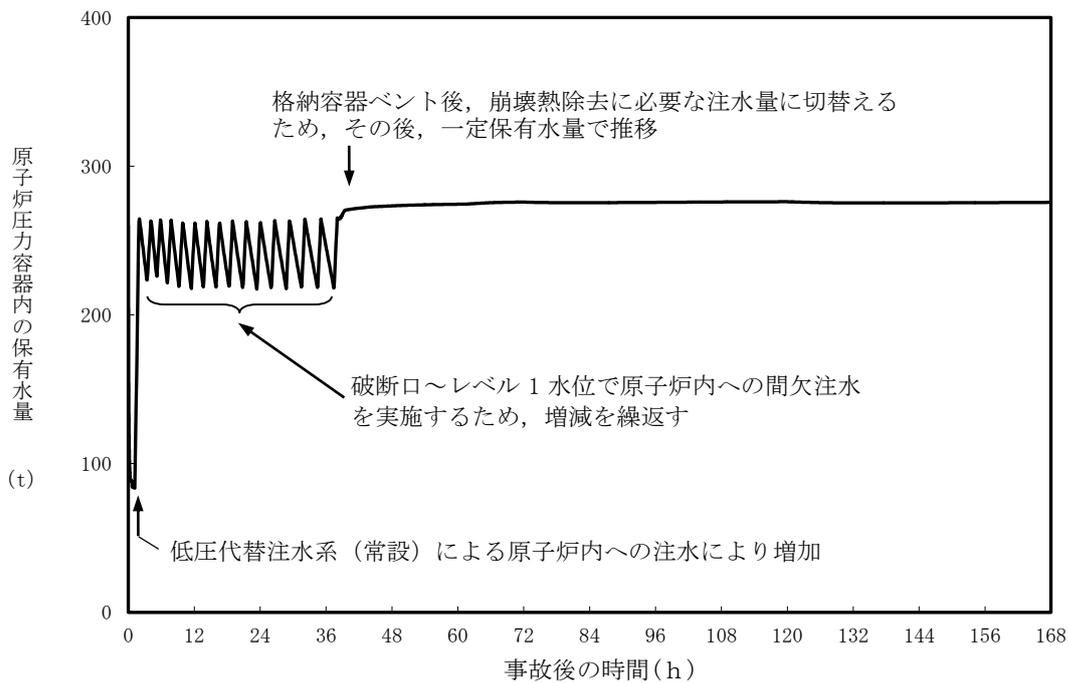


図 3.1.3.8 原子炉压力容器内の保有水量の推移

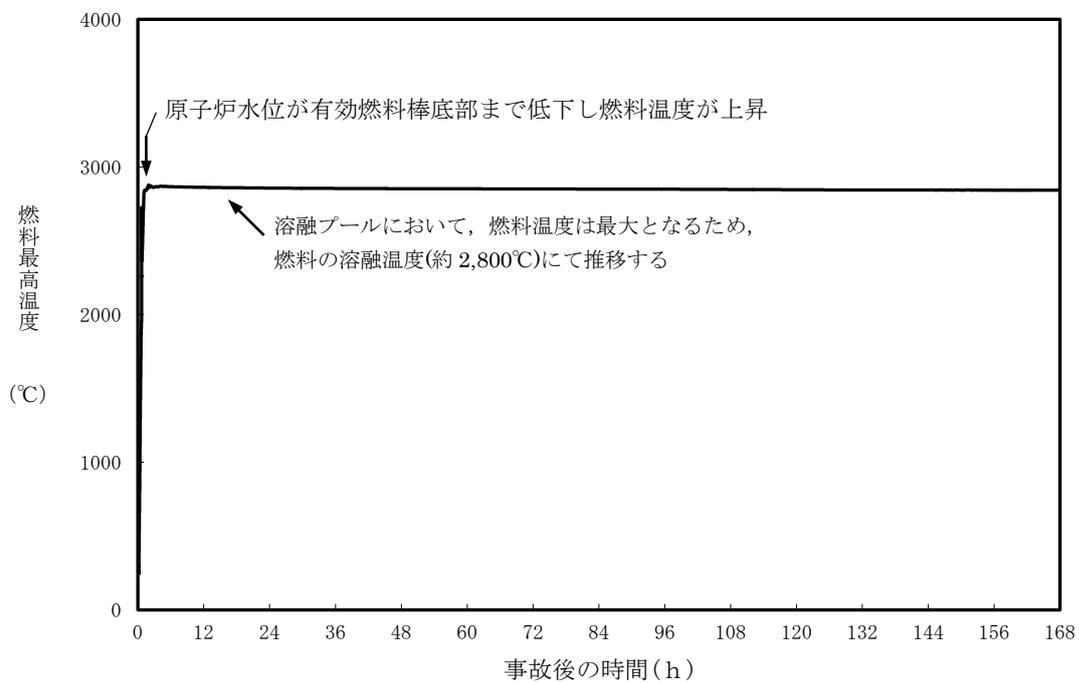


図 3.1.3.9 燃料最高温度の推移

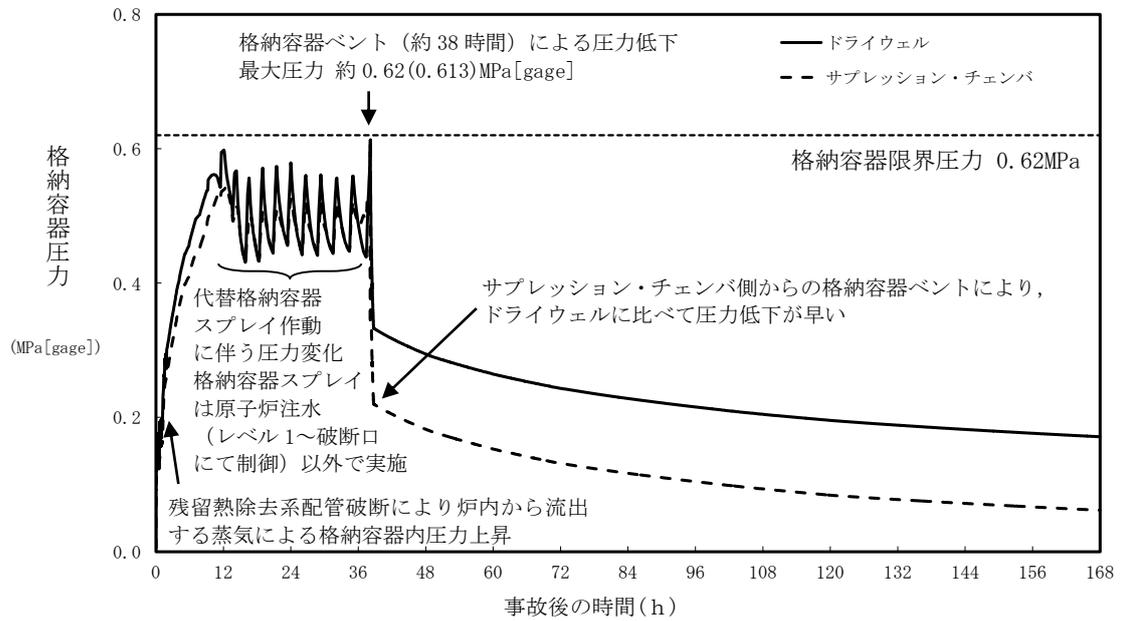


図 3.1.3.10 格納容器圧力の推移

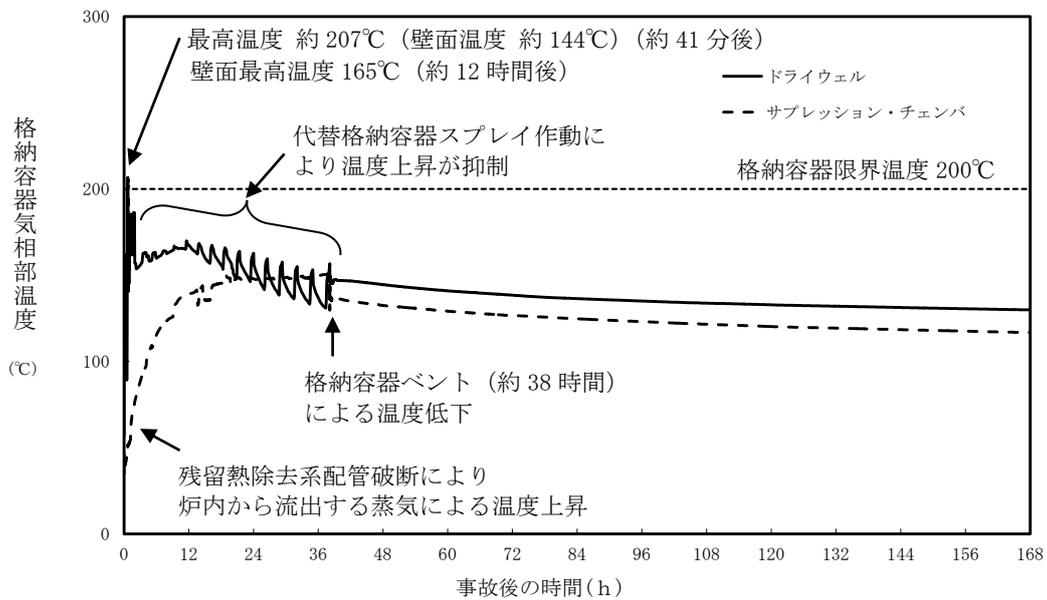


図 3.1.3.11 格納容器気相部温度の推移

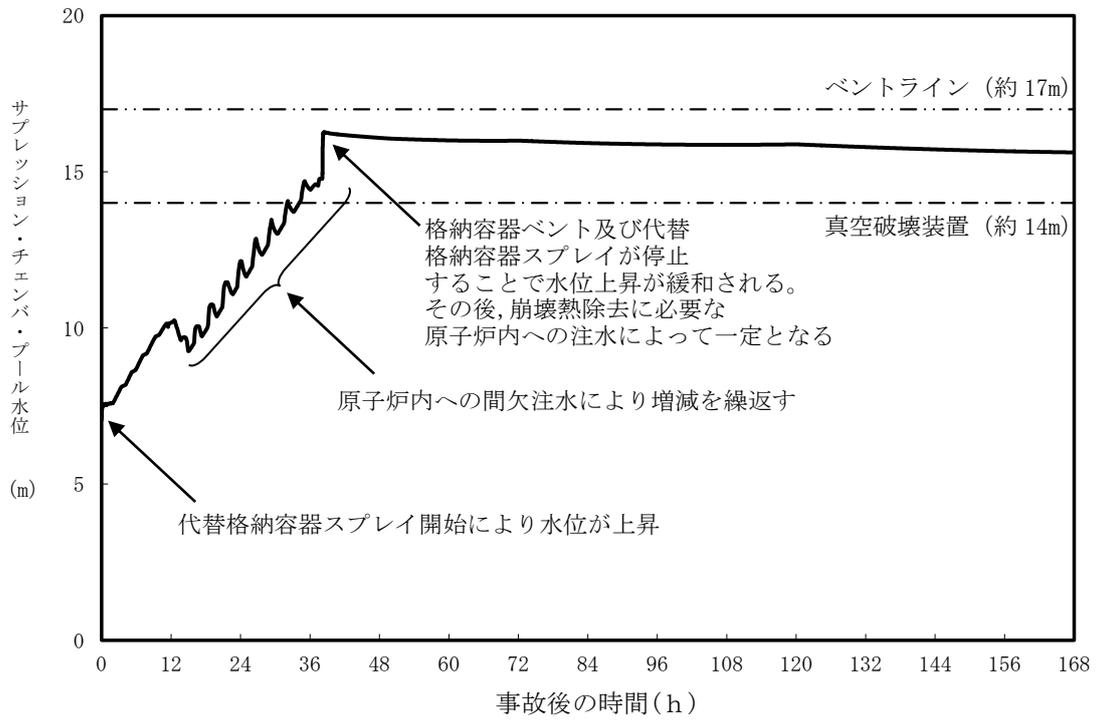


図 3.1.3.12 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

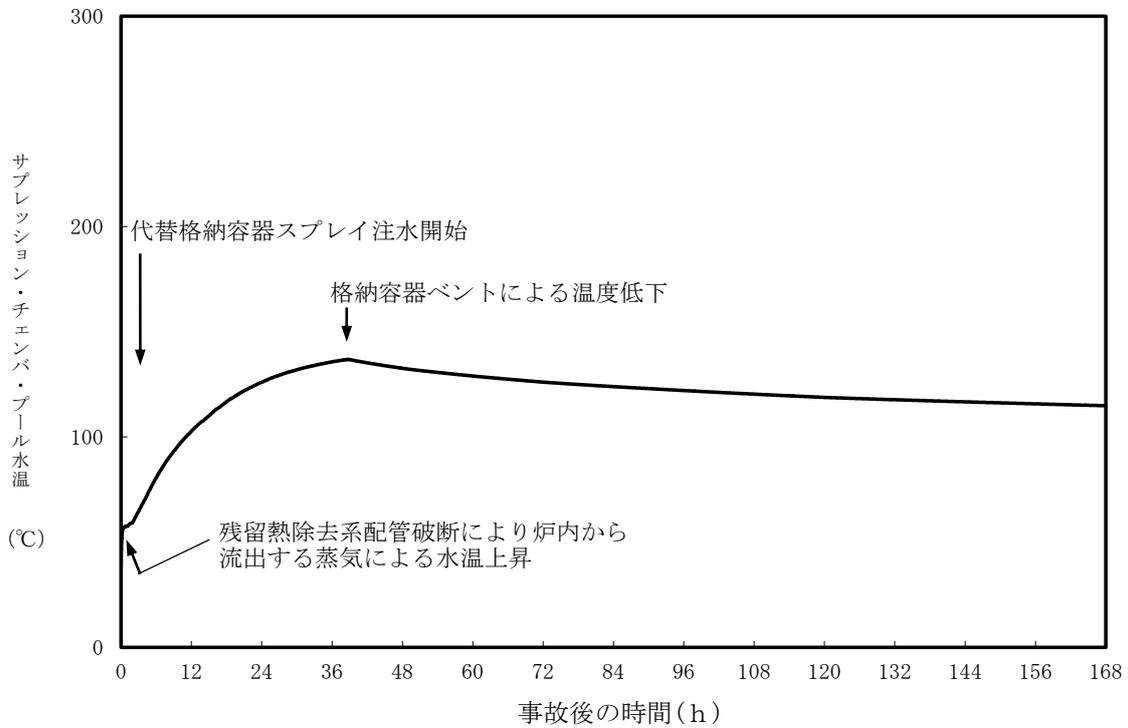


図 3.1.3.13 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について  
（代替循環冷却を使用しない場合）（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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系系統流量計】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷により、原子炉格納容器内に水素ガスが放出されるため、原子炉格納容器内の水素ガス濃度上昇を確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル計（S/C） 格納容器内水素濃度（SA）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復確認	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断する。崩壊熱及び原子炉注水量による推定手段を使用し、原子炉水位を推定する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA） ドライウエル雰囲気温度計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について  
 （代替循環冷却を使用しない場合）（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
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約 190℃に到達した場合、推定手段により破断口まで水位回復を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。 推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。 格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	ドライウェル雰囲気温度計 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
格納容器圧力逃がし装置又は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	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に接近した場合、格納容器圧力逃がし装置又は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	格納容器圧力逃がし装置 代替格納容器圧力逃がし装置	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位計 フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 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計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
（代替循環冷却を使用しない場合）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	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
	燃料	9×9 燃料（A型）	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	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 （ドライウエルーサプレッション・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
	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	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

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（代替循環冷却を使用しない場合）（2/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
（代替循環冷却を使用しない場合）（3/4）

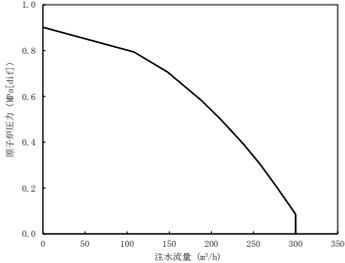
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が 0.62MPa [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（流路面積約 50%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置の設定値を考慮して，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

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））  
（代替循環冷却を使用しない場合）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後，格納容器温度が約 190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置又は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操作	格納容器圧力が 0.62MPa [gage] 接近時	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定

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を使用しない場合における Cs-137 放出量評価について

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用しない場合における Cs-137 の放出量は以下のとおりとなる。

なお、Cs-137 の炉内内蔵量の評価の前提条件を表 1 に示す。

(1) Cs-137 の放出量 (TBq) の算出

Cs-137 の放出量は、以下の式により算出される。

$$\text{大気中への Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}} \times (1/\text{DF}) \quad \dots \quad (1)$$

一方、原子炉格納容器からのセシウムの放出割合 ( $f_{\text{Cs}}$ ) は、CsI 及び CsOH の放出割合より、以下の式により算出される。なお、Cs-137 の炉内内蔵量は ORIGEN コード、原子炉格納容器からの CsI 及び CsOH の放出割合は MAAP コードにて算出している。

$$f_{\text{Cs}} = (M_{\text{CsI}} + M_{\text{CsOH}}) / M_{\text{Cs}} \quad \dots \quad (2)$$

$$M_{\text{CsI}} = W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}}) \times f_{\text{CsI}} \quad \dots \quad (3)$$

$$M_{\text{CsOH}} = (M_{\text{Cs}} - W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}})) \times f_{\text{CsOH}} \quad \dots \quad (4)$$

(2) ~ (4) 式より

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}}) \quad \dots \quad (5)$$

$f_{\text{Cs}}$  : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

$f_{\text{CsI}}$  : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合 ※

$f_{\text{CsOH}}$  : 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 ※

$M_{\text{CsI}}$  : CsI に含まれる Cs 量

$M_{\text{CsOH}}$  : CsOH に含まれる Cs 量

$M_{\text{I}}$  : よう素の初期重量 = 29.1 kg

$M_{\text{Cs}}$  : セシウムの初期重量 = 382.9 kg

$W_{\text{I}}$  : よう素の分子量 = 131 (kg/kmol)

$W_{\text{Cs}}$  : セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)

$\text{Bq}_{\text{Cs137}}$  : Cs-137 の原子炉圧力容器内内蔵量 (Bq) =  $5.2 \times 10^{17}$

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1000

※原子炉格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果（サプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等）を考慮した MAAP コードでの評価値（別紙参照）

(2) 計算結果

サプレッション・チェンバのラインを經由し，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

$$f_{Cs} = 2.706 \times 10^{-6} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (1.308 \times 10^{-6} - 2.706 \times 10^{-6})$$

$$= 2.60 \times 10^{-6}$$

$$Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 2.60 \times 10^{-6} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 1.4 \times 10^{-3} \text{ TBq}$$

ドライウエルのラインを經由し，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

$$f_{Cs} = 3.908 \times 10^{-3} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (2.503 \times 10^{-3} - 3.908 \times 10^{-3})$$

$$= 3.80 \times 10^{-3}$$

$$Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 3.80 \times 10^{-3} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 2.0 \text{ TBq}$$

表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	値	設定根拠
運転時間 (h)	1 サイクル：10,000h (416日) 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h	1 サイクル13ヶ月(395日)を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 (200体) 2 サイクル：0.229 (200体) 3 サイクル：0.229 (200体) 4 サイクル：0.229 (200体) 5 サイクル：0.084 (72体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく (ABWRの値を用いて，炉心内蔵量を計算し，熱出力3,926MWで規格化する。)

## 大破断 LOCA 時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について

図 1 に、NUREG-1465 における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合（BWR プラント, Early In-Vessel）と、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するシナリオの MAAP 解析における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合を示す。図 1 から分かるとおり、よう素及びセシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、MAAP 解析の方が NUREG-1465 より大きくなっている。希ガスについては、MAAP 解析では全量が原子炉格納容器内に放出されてはいないが、これは損傷炉心の終状態においても、炉心内に健全な状態の燃料が一部残されるためである（添付資料 3.1.2.3）。

MAAP 解析においては、放射性物質が原子炉格納容器内に放出された後、原子炉格納容器内に放出された放射性物質は、希ガスを除き、格納容器スプレイやサブプレッション・チェンバ・プールでのスクラビング等により除去される。このため、格納容器ベント実施後、事象発生後 7 日間で原子炉格納容器外に放出されるよう素及びセシウムの放出割合は、 $10^{-6}$  オーダーとなる。

なお、中・低揮発性の核種グループについては、TMI 事故や福島第一原子力発電所事故での観測事実をふまえ、格納容器ベント実施後に格納容器外に放出される割合について、MAAP 解析の結果から得られたセシウムの原子炉格納容器外への放出割合及び NUREG-1465 における原子炉格納容器内への放出割合の比（例 セシウム：0.25 に対しランタノイド：0.0002）を利用して放出割合を評価し、中央制御室の居住性評価や現場の作業環境評価に用いている。

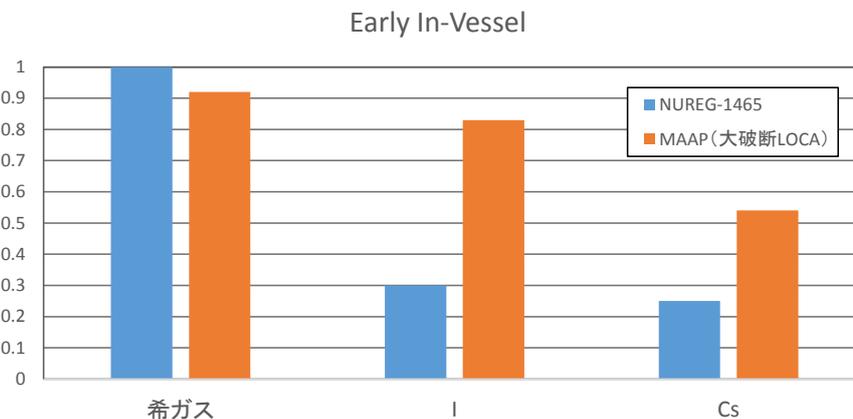


図 1 原子炉格納容器内への放出割合の比較

## 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

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

原子炉建屋内の換気空調系によって原子炉建屋を負圧にする場合、原子炉建屋内の放射性物質は換気空調系を經由して大気中に放出されるが、原子炉建屋から大気中への漏えいを能動的に防止することができる。一方、原子炉建屋内の換気空調系を停止する場合は、原子炉建屋からの漏えいを能動的に防止する効果は無くなるが、換気空調系を經由した放出が無くなる。本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では後者、すなわち、原子炉建屋の換気空調系を停止する状況を想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

## 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」に対し、格納容器ベントによって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で大部分が捕集されることが実験的に確認されていることから、本評価に当たっては、格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果 (DF450) を考慮した。
  - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
  - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。(詳

細は「3. 補足事項」参照)

- (4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質 (Cs-137) の漏えい量は約 0.017TBq (7 日間) となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウェルのラインを経由した場合の放出量約 2.0TBq (7 日間) に比べて十分に小さい。

### 3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1) 式に建屋周辺の風速と建屋差圧（風荷重）の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

$\Delta P$  : 風荷重 (kg/m<sup>2</sup>)  
 $C$  : 風力係数 (-0.4)  
 $\rho$  : 空気密度 (0.125kg/m<sup>3</sup>: 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)  
 $v$  : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を (2) 式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

$f$  : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)  
 $\Delta P$  : 差圧 (mmH<sub>2</sub>O)  
なお、1mmH<sub>2</sub>O=1kg/m<sup>2</sup>

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH<sub>2</sub>O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は (3) 式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

$f_1$  : 実風速時の漏えい率 (回/日)  
 $f_0$  : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)  
 $\Delta P_1$  : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH<sub>2</sub>O)  
 $\Delta P_0$  : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH<sub>2</sub>O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 10%/日 (0.1 回/日) となる。

以上

## 安定状態について（代替循環冷却を使用しない場合）

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を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により，損傷炉心の冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，格納容器圧力 0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置又は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開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

代替循環冷却又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保  
(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

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）））

表 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（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）））（1/2）

【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。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶解炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での熔融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップに関するモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認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小さい。
	燃料棒表面熱伝達		CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。		
	燃料被覆管酸化		炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。		
	燃料被覆管変形		<ul style="list-style-type: none"> <li>・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに、炉心熔融の開始時刻への影響は小さい</li> <li>・下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない</li> </ul>		
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達すること、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達することが確認されているが、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
気液分離（水位変化）・対向流	<ul style="list-style-type: none"> <li>・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である</li> </ul>				
原子炉圧力容器	E C C S 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。

表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（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）））（2/2）

【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	
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ものと考えられる。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、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、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、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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。	
	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。	
原子炉圧力容器(炉心損傷後)	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物(FP)挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP 放出の開始時刻を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激なFP 放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	核分裂生成物(FP)挙動モデルはFP 放出の開始時間に関する基本的なモデルについてはPHEBUS-FP 実験解析において、実機体系により妥当性が確認されているが、燃料被覆管破裂後のFP 放出挙動に関しては小規模体系の模擬性が原因によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられるが、炉心損傷後の圧力容器内FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物(FP)挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、原子炉圧力容器内へのFP 放出の開始時間を適切に再現できることが確認されている。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	
原子炉格納容器(炉心損傷後)	原子炉格納容器内FP挙動	核分裂生成物(FP)挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認しているが、炉心損傷後の格納容器内FP 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。	核分裂生成物(FP)挙動モデルは、ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、Cs-137 の観点で評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器逃がし装置等によるCs-137 の総放出量は、評価項目(100TBq を下回っていること)に対して、サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合は約 $1.4 \times 10^{-3}$ TBq (7日間)であり、評価項目に対して余裕がある。	

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（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）））（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、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[gage] ～約 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うるが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧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。
	原子炉水位	通常運転水位	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うるが、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、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約 20 分で通常運転水位約 -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。従って、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。
	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。
	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、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。
	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、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上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、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。
	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。
	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うるが、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。
	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うるが、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 3,600m <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)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。従って、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。
	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、格納容器スプレイ及び格納容器ベント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。

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（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））（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[gage]	約3kPa[gage] ～約7kPa[gage] (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るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間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50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）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。従って、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圧力の上昇量が格納容器ベント時間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50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）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。従って、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、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。
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・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	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定。	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り、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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、燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。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り、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、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。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	—
	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（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））（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	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定。	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定。	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。
	外部電源	外部電源なし	—	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定。	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。	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。
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。	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。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	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。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	140m <sup>3</sup> /h 以上でスプレイ	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。
	格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置	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（流路面積約50%開）にて除熱	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（流路面積約50%開）にて除熱	格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作時間に与える影響はない。

表3 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（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）（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	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<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、これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため、認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場）は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、中央制御室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】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）は、屋外に移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については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】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）、常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で50分間となる。</p> <p>[起動操作等を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計40分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に20分間を想定</li> </ul> <p>[受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり、1個あたりの操作時間に移動時間を含めて2分間程度を想定し、操作の所要時間は40分間を想定</li> <li>● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定</li> </ul> <p>[運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計35分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定</li> <li>● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に15分間を想定</li> </ul> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は、復水補給水系の隔離弁（1弁）の開操作による系統構成、低圧代替注水系（常設）の追加起動であり、何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため、1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定。</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）と常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用母線への受電操作と同時に実施する。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の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。また、中央制御室内の制御盤操作は、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>	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作は、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。低圧代替注水系（常設）の操作は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、復水移送ポンプを起動し、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後70分に原子炉注水操作の開始が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。</p>		

表3 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(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)(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	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後, 格納容器温度約190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度約190℃)に到達するのは事象発生約2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】 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】 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため, 簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位が破断口高さ到達後に, 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。</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>	<p>解析結果は破断口まで水位回復前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ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へ切替えることとしており, 実態の操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は, 解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 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>また, 代替格納容器スプレイへの切替後, 原子炉水位が低下し原子炉水位低(レベル1)に到達した場合, 低圧代替注水系(常設)へ切替を行う。当該操作開始時間は, 解析上の想定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。また, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作と重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。</p>	<p>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破断口まで水位回復後, 格納容器温度約190℃到達後となり, 実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから, 評価項目に与える影響は小さい。</p>	<p>事象発生から90分後(操作開始時間の20分程度の遅れ)に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始した場合の解析では, 格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため, 時間余裕がある。(添付資料3.1.2.9)</p>	<p>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, 復水移送ポンプの起動を確認し, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却のための系統構成に約2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。</p>

表3 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（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）（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	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間90分想定のところ，訓練実績等により約70分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間180分想定のところ，訓練実績等により約135分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12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	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6号及び7号炉：各3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への燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）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への燃料給油作業は，許容時間180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。

表3 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(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)(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	格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.62MPa[gage] 到達前	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.62MPa[gage])に到達するのは、事象発生の約38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又は代替格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントは、中央制御室における操作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、それらの作業は事象発生の約38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。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>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分間を想定している。また、中央制御室における格納容器ベント準備操作は、他系統との隔離操作及び隔離確認と1弁の遠隔開操作に、余裕時間を含め60分間の操作時間を想定している。何れも準備操作として予め行うため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>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1弁の手動操作であり、移動時間及び余裕時間を含め60分間を想定している。本操作は、格納容器圧力の上昇傾向を監視した上で、格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達する予定時刻の60分以上前から実施する。よって、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、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、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。また、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>炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.62MPa[gage])に到達するのは、事象発生の約38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の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さい。</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、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、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38時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>現場モックアップ等による実績では、格納容器ベント準備操作の原子炉格納容器二次隔離弁の伸縮継手による開操作に、状況確認及び移動時間を含め約10分の操作時間で完了する見込みを得た。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。また、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一次隔離弁の手動操作であり移動時間含め約30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。</p>

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）：代替循環冷却を使用しない場合）

○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 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で注水する（約 90m<sup>3</sup>/h）。

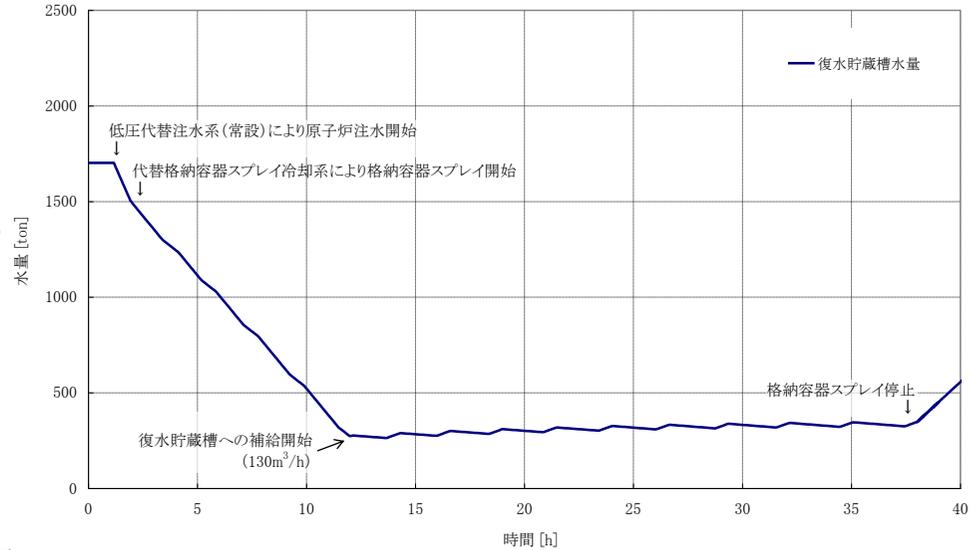
② 代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で、代替格納容器スプレイを実施（140m<sup>3</sup>/h）。

③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 3 台を用いて 130m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ給水する。



○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽の水位は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 7,300m<sup>3</sup> 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 14,600m<sup>3</sup> 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

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）：代替循環冷却を使用しない場合）

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：格納容器過圧・過温破損は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 <b>約 880kL</b>	6号及び7号炉軽油タンク各約 <b>1,020kL</b> 及びガスタービン発電機用燃料タンク約 <b>200kL</b> の容量（合計）は約 <b>2,240kL</b> であり、7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L		
6号炉	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	7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> であり、7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L		
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 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機。 ※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 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機。 ※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 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は約 <b>632kL</b> 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 <b>約 79kL</b>	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 <b>1,281kL</b> 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 <b>約 79kL</b>	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 <b>1,281kL</b> であり、7日間対応可能。
	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		

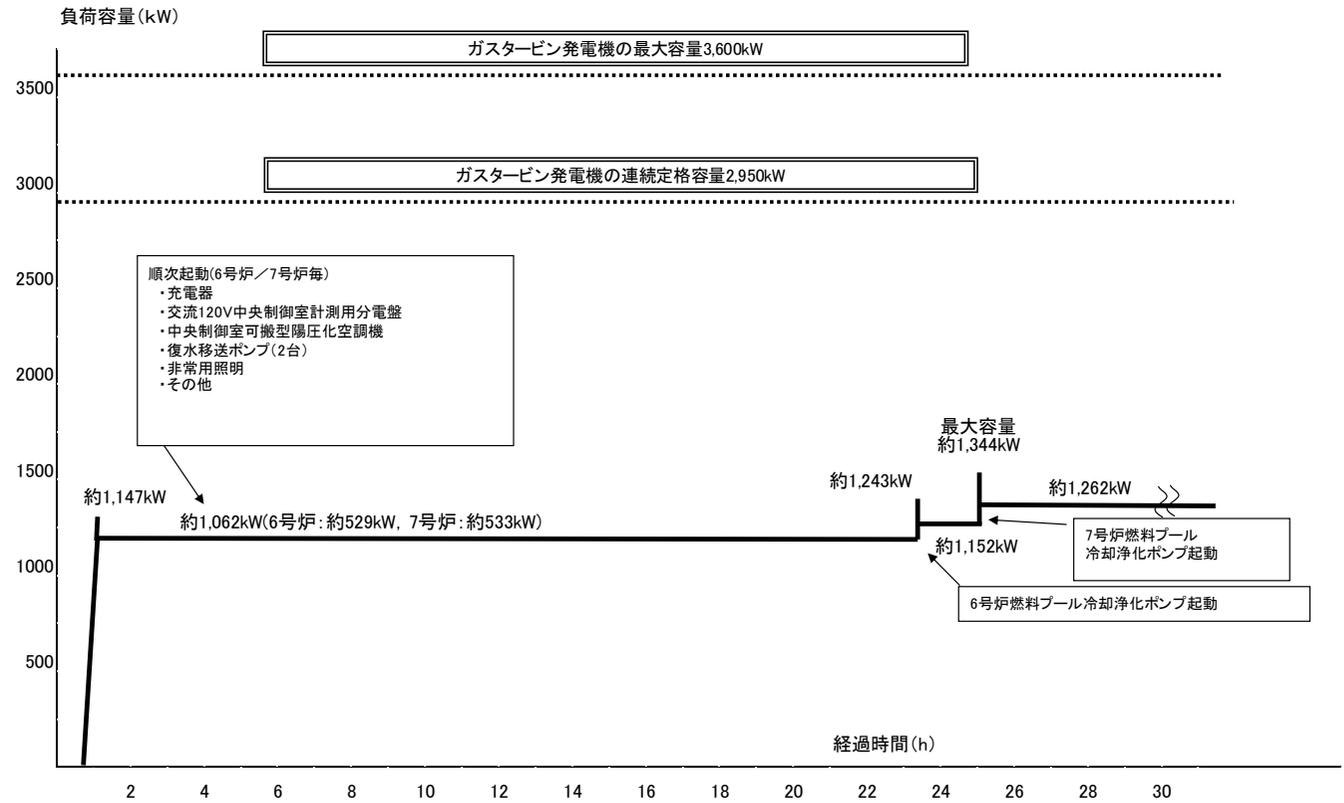
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※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（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）

<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
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約619kW	約643kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約1,262kW (約1,344kW)	



負荷積算イメージ

## 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

### 3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

#### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり TQUX, 長期 TB, TBU 及び TBD である。

#### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，原子炉の出力運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に原子炉格納容器圧力が上昇する等，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素の急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器の破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。

また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，格納容器下部注水系（常設）によって原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な原子炉格納容器下部水位及び水量を確保するとともに，溶融炉心が落下するまで，代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器の冷却を実施する。溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却，格納容器圧力逃がし装置又は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って原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器の破損に至るものとする。

#### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。

また，原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し，逃がし安全弁の環境

条件を緩和する観点から代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段を整備し、原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置及び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手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器の破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである。

本格格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下の a から i に示すとともに、a から i の重大事故等対策についての設備と操作手順の関係を表 3.2.1 に示す。a から i の重大事故等対策のうち、本格格納容器破損モードに関する重大事故等対策は以下の a から e 及び g である。

本格格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を図 3.2.1 から図 3.2.4 に、手順の概要を図 3.2.5 に示す。図 3.2.1 から図 3.2.4 のうち、本格格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は図 3.2.1 及び図 3.2.3 である。

本格格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 26 名<sup>※1</sup>である。必要な要員と作業項目について図 3.2.6 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

※1 本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、必要な要員の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の使用を想定した。

#### a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、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. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失<sup>※2</sup>していることを確認する。

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示

等である。

※2 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧注水系による原子炉注水ができない場合を想定。

#### c. 炉心損傷確認

原子炉水位がさらに低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率が設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍を超えた場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベルである。

炉心損傷により、原子炉格納容器内に水素ガスが放出されるため、原子炉格納容器内の水素ガス濃度上昇を確認する。

原子炉格納容器内の水素ガス濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度(SA)である。

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内のpH制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水のpHを7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。

#### d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

原子炉水位の低下が継続し、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁2個を開放し、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、原子炉水位及び原子炉圧力である。

原子炉急速減圧後は、逃がし安全弁の開状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態に維持する。

#### e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達により熔融炉心の下部プレナムへの移行（以下、「リロケーション」という。）を確認した場合、格納容器圧力0.465MPa[gage]到達を確認した場合又は格納容器温度190℃到達を確認した場合には、原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却<sup>※3</sup>を実施する。また、格納容器圧力0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。

代替格納容器スプレー冷却系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、ドライウェル雰囲気温度及び復水補給水系流量（原子炉格納容器）等である。

また、代替格納容器スプレーと同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

※3 原子炉格納容器内の温度を低下させ、逃がし安全弁の環境条件を緩和する目的で実施する操作。  
なお、本操作に期待しない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間、逃がし安全弁は原子炉減圧機能を維持できる。

(添付資料 3.2.1)

#### f. 原子炉格納容器下部への注水

原子炉への注水手段がないため、炉心が溶融してリロケーションする。

リロケーションを確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器下鏡部温度である。

原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達によりリロケーションを確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、原子炉格納容器下部の水位が 2m（注水量 180m<sup>3</sup>相当）に到達していることを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。

原子炉格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（原子炉格納容器）及び格納容器下部水位である。

また、原子炉格納容器下部への注水と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

#### g. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力容器の破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。

原子炉圧力容器の破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。また、原子炉圧力の急激な低下、ドライウェル圧力の急激な上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器の破損を判断する。

これらにより原子炉圧力容器の破損を判断した後は、原子炉圧力と上部格納容器圧力の差圧が 0.10MPa [gage] 以下であること及び原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器の破損を再確認する。

#### h. 溶融炉心への注水

溶融炉心の冷却を維持するため、原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器

下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う。

格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（原子炉格納容器）等である。

格納容器下部注水系（常設）により熔融炉心の冷却が継続して行われていることは、復水補給水系流量（原子炉格納容器）の他、格納容器下部水位計によっても確認することができるが、原子炉圧力容器破損時の影響により、格納容器下部水位計による監視ができない場合であっても、以下の条件の一部又は全てから総合的に熔融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。

- 原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- 原子炉格納容器上部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- 原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること

これらは、短時間ではなく数時間の推移を確認する。

熔融炉心の冷却維持は、主に格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水によって実施するが、サプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（NWL+約1.5m）を超える場合には、リターンラインを通じたサプレッション・チェンバのプールの原子炉格納容器下部への流入による熔融炉心の冷却に期待でき、サプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。

#### i. 代替循環冷却による熔融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱<sup>※3</sup>

代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却の運転の準備を実施する。代替循環冷却の運転の準備が完了した後、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却による熔融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、復水補給水流量計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）を用いて原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作することで、格納容器下部注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環冷却の運転による熔融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、復水補給水流量（原子炉格納容器）等であり、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、格納容器内圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

※3 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

### 3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態を TQUX とし、事象進展が早く

炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」である。

本評価事故シーケンスは「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため、前提とする事故条件として、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した。また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から、原子炉圧力容器の破損に至る前提とした。

仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には、原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れや原子炉格納容器下部への落下量の抑制等、事象進展の緩和に期待できると考えられるが、本評価の前提とする事故条件はこれらの不確かさを包絡する。

なお、格納容器過圧・過温破損の観点については、「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）」にて示したとおり、LOCAをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは、過圧の観点ではLOCAによるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり、過温の観点では、事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また、本格納容器破損モードを評価する上では、原子炉圧力容器が高圧の状態での破損に至る事故シーケンスを選定することから、LOCAをプラント損傷状態とする事故シーケンスは、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される、炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し、炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては、炉心損傷前の段階で非常用炉心冷却系である低圧注水系のみならず、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧ロジックが作動せず、全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。

手順上、全ての低圧注水機能が失われている状況では、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となった場合、原子炉減圧を遅らせた方が、原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため、原子炉圧力容器の破損に至る時間を遅らせることができる一方で、ジルコニウム－水反応が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また、代替自動減圧ロジックは低圧注水系の起動が作動条件の1つであるため、低圧注水系が失われている状況では作動しない。

これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。

なお、この評価事故シーケンスへの対応及び事故進展は、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対応及び事故進展と同じものとなる。

本格納容器破損モードではプラント損傷状態を TQUX とし、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV としており、異なるプラント状態を選定している。TQUX と TQUV では喪失する設計基準事故対処設備が異なり、原子炉減圧について、TQUV では設計基準事故対処設備である逃がし安全弁の機能に期待し、TQUX では重大事故等対処設備としての逃がし安全弁の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合、TQUV では原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また、TQUX は高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが、重大事故等対処設備としての逃がし安全弁に期待し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することにより、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。

以上のとおり、どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり、運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については、1つの評価事故シーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、炉心損傷後のリロケーション、原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）、原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）、構造材との熱伝達、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達、原子炉圧力容器破損が重要現象となる。

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、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表 3.2.2 に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### 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。

#### (b) 安全機能等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低圧注水系の機能喪失を想定する。さらに重大事故等対処設備による原子炉注水にも期待しない<sup>※4</sup>ものとする。これは、炉心損傷前には原子炉を減圧できない状況を想定するためである。

※4 代替原子炉注水弁（残留熱除去系注入弁）制御不能による低圧代替注水系機能喪失を想定。格納容器下部注水系等、復水移送ポンプを用いた原子炉注水以外の緩和機能には期待する。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が燃料の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定する。

#### (d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等による影響

原子炉圧力を厳しく評価するため、高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等は、考慮しないものとする。

#### (e) 水素及び酸素の発生

水素の発生については、ジルコニウム-水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお、解析コード MAAP では水の放射線分解による水素及び酸素の発生を考慮していない。このため、水の放射線分解による水素及び酸素の発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に、MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価するものとし「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。

### 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、主蒸気隔離弁閉信号によるものとする。

#### (b) 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。

(c) 格納容器下部注水系（常設）

原子炉圧力容器の破損前に、格納容器下部注水系（常設）により、90m<sup>3</sup>/h で原子炉格納容器下部に注水し、水位が 2m に到達するまで水張りを実施するものとする。

原子炉圧力容器が破損して熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）により崩壊熱相当の注水を行うものとする。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

原子炉圧力容器の破損前は、代替格納容器スプレイ冷却系により 70m<sup>3</sup>/h で原子炉格納容器内にスプレイする。原子炉圧力容器の破損後は、格納容器圧力の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m<sup>3</sup>/h 以上で原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 代替循環冷却<sup>※5</sup>

代替循環冷却ラインの循環流量は、原子炉格納容器上部に約 140m<sup>3</sup>/h、原子炉格納容器下部に約 50m<sup>3</sup>/h で、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。

※5 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

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は、「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) 原子炉急速減圧操作は、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で開始する。
- (b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、原子炉圧力容器の破損を確認した場合に停止する。
- (c) 原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損前の先行水張り）は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、原子炉格納容器下部の水位が2m（総注水量180m<sup>3</sup>）に到達したことを確認した場合に停止する。
- (d) 原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損後の注水）は、原子炉圧力容器の破損を確認した場合に開始する。
- (e) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損後の原子炉格納容器冷却）は、格納容器圧力が0.465MPa[gage]又は格納容器温度が190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮し、事象発生から約20時間後に停止するものとする。
- (f) 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作<sup>※6</sup>は、代替循環冷却への切替の準備

時間等を考慮し、格納容器スプレイ停止から0.5時間後の、事象発生から20.5時間後から開始するものとする。

※6 本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。

### (3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件

- (a) 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。
- (b) 代替循環冷却を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で原子炉格納容器内に放出<sup>※7</sup>されるものとする。

※7 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては MAAP 解析の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

- (c) 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 に対しては、格納容器スプレイやサプレッション・チェンバ・プールでのスクラビングによる除去効果を考慮する。
- (d) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩について考慮する。漏洩量の評価条件は以下のとおりとする。
  - a) 原子炉格納容器からの漏洩量は、格納容器圧力に応じた設計漏洩率をもとに評価する。
  - b) 原子炉建屋から大気中に漏洩する放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏洩率を 10%/日 (一定) とした。
  - c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.2.3)

### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び注水流量の推移を図3.2.7から図3.2.12に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能 (非常用炉心冷却系) が機能喪失し、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定することから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約 1.0 時間後に炉心損傷に至る。原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点 (事象発生から約 1.4 時間後) で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施する。原

原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約 7.0 時間後に原子炉圧力容器の破損に至る。

事象発生から約 3.7 時間後、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で、格納容器下部注水系（常設）による原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器下部への水張りを開始すると同時に、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を行うことにより格納容器温度の上昇を抑制する。格納容器下部注水系（常設）による注水流量を約 90m<sup>3</sup>/h とし、水位が 2m に到達するまで約 2 時間の注水を実施することで原子炉格納容器下部に 2m 以上の水位を確保し、事象発生から約 5.7 時間後に原子炉格納容器下部への水張りを停止する。

原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部の水位約 2m の水中に落下する際に、溶融炉心から冷却材への伝熱が起これ、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。

溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）により原子炉格納容器下部に崩壊熱相当の注水を継続的に行い、溶融炉心を冷却する。

崩壊熱が原子炉格納容器内に蒸気として放出されるため、格納容器圧力は急激に上昇する。格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系の流量を 130m<sup>3</sup>/h 以上にすることにより、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。

事象発生から 20.5 時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始する。代替循環冷却により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、原子炉格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。

なお、事象発生から約 7.0 時間後の原子炉圧力容器の破損までは、逃がし安全弁によって原子炉圧力を 2.0MPa 以下に維持することが必要となるが、炉心損傷後の原子炉圧力容器から逃がし安全弁を通過してサプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても、逃がし安全弁は確実に開状態を維持することが可能である。

(添付資料 3.2.1)

#### b. 評価項目等

原子炉圧力容器の破損直前の原子炉圧力は約 0.3MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について、原子炉圧力を評価項目への対策の有効性を確認するためのパラメータとして対策の有効性を確認した。なお、本評価事故シーケンスと同じ評価事故シーケンスで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目を評価しているが、その評価結果については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において評価項目を満足することを

確認している。

また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目については「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、選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

ここで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目について、本評価についての対策の有効性を確認する。本評価では、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏洩量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏洩した放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩を想定すると、漏洩量は約  $2.7 \times 10^{-3}$  TBq（7日間）（暫定値）となり、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目を満足する。この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果に比べて十分に小さな値であることから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩量は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果に対して無視できる程度であることを確認できる。

（添付資料 3.2.2, 3.2.3）

### 3.2.3 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。

高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱では、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り、原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。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、原子炉急速減圧操作及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、炉心熔融開始後の熔融炉心の移動（リロケーション）が挙げられる。これに対しては、原子炉水位を監視し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ることによって、リロケーションが発生する前に速やかに2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認し

ている。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能(非常用炉心冷却系)のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的により低い水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器の破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉の急速減圧を実施することから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FCI(熔融炉心細粒化)及び原子炉圧力容器内 FCI(デブリ粒子熱伝達)の不確かさとして、原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、下部プレナムと炉心デブリの熱伝達に関する感度解析により、原子炉压力容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことを確認していることから、下部ヘッドの温度上昇を起点とする、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）の開始に与える影響は小さい。さらに、下部ヘッド温度上昇（300℃到達）は事象発生開始から、約3.7時間後の操作であり、多少の挙動の差異が生じた場合においても十分な時間余裕があることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉压力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉压力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスへの対応では原子炉压力容器破損を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 3.2.4）

#### 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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し、原子炉压力容器の破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため、上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的により低い水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であること及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉

心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器の破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シナリオでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し、操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、下部プレナムと炉心デブリの熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことを確認していることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが、溶融燃料の落下時間への影響は小さく、解析コードの不確かさが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 3.2.4）

## (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3.2.2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られ得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ため、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。

（添付資料3.2.4）

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により、原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減しており、最確条件とした場合には原子炉水位の低下が緩やかになり、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器の破損時間についても遅くなると考えられること、原子炉急速減圧開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料3.2.4)

#### 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

操作条件の原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で開始（事象発生から約1.4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、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながら予め準備が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。当該操作は、解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）は、解析上の操作開始時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始（事象発生から約3.7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、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら予め準備が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。当該操作は、解析コー

ド及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、また、他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定しているため、他の操作に与える影響はない。

（添付資料3.2.4）

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作における、運転員等操作時間に与える影響については、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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）における、運転員等操作時間に与える影響については、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。

（添付資料3.2.4）

#### (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。

操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉压力容器の破損までに完了する必要があるが、原子炉压力容器の破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）については、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉压力容器の破損前は、本操作が実施できないものと仮定しても、格納容器圧力及び格納容器温度が格納容器限界圧力及び格納容器限界温度に到達することは無く、逃がし安全弁による減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。

（添付資料3.2.4）

#### (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。

### 3.2.4 要員及び資源の確保

#### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり28名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している当直長、当直副長、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

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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。

##### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイは、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約2,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、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12時間としているが、これは、可搬型設備を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。

(添付資料 3.2.5)

##### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事故発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ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の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。本評価事故シーケンスの評価では取水機能の喪失は想定していないが、仮に取水機能が喪失して代替原子炉補機冷却系による原子炉格納容器除熱を想定し、事象発生後7日間代替原子炉補機冷却系専用の電源車を運転した場合、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可搬型大容量送水ポンプについては、保守的に事象発生直後から

の可搬型大容量送水ポンプ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1,735kL)

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ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、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 3.2.6)

### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

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。

### 3.2.5 結論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては、逃がし安全弁による原子炉減圧手段を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗(＋DCH発生)」について、有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧により、原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減することが可能である。また、安定状態を維持できる。

(添付資料 3.5.1)

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、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

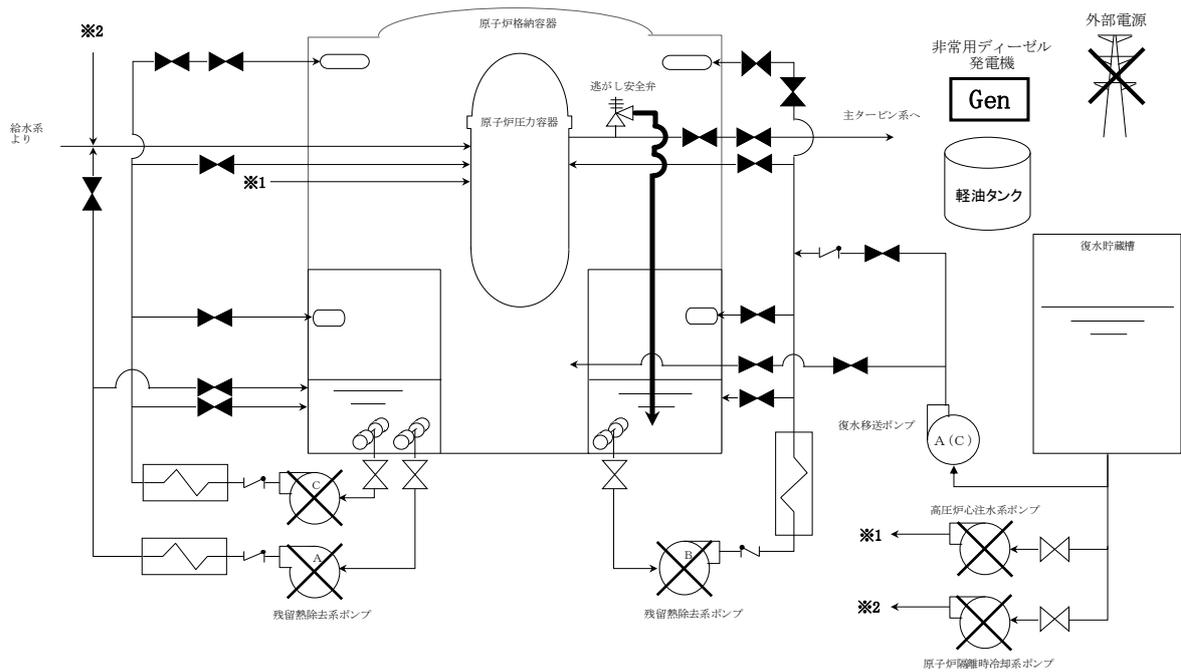


図 3.2.1 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図  
(原子炉減圧)

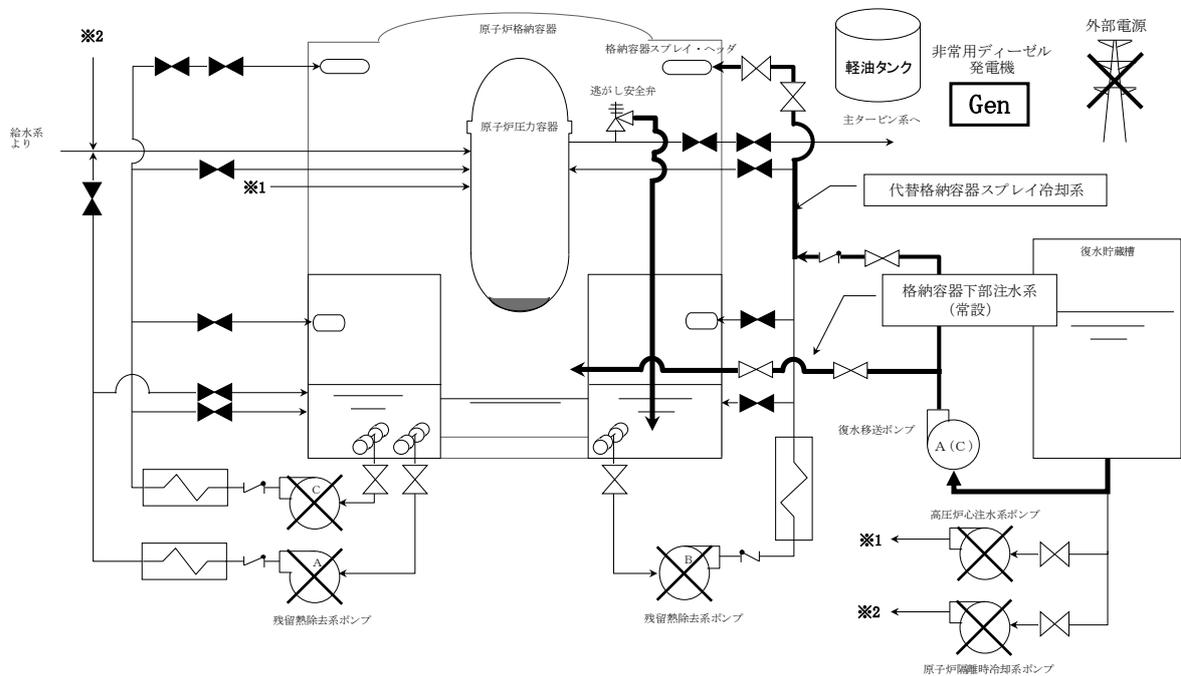


図 3.2.2 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図  
(原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水)

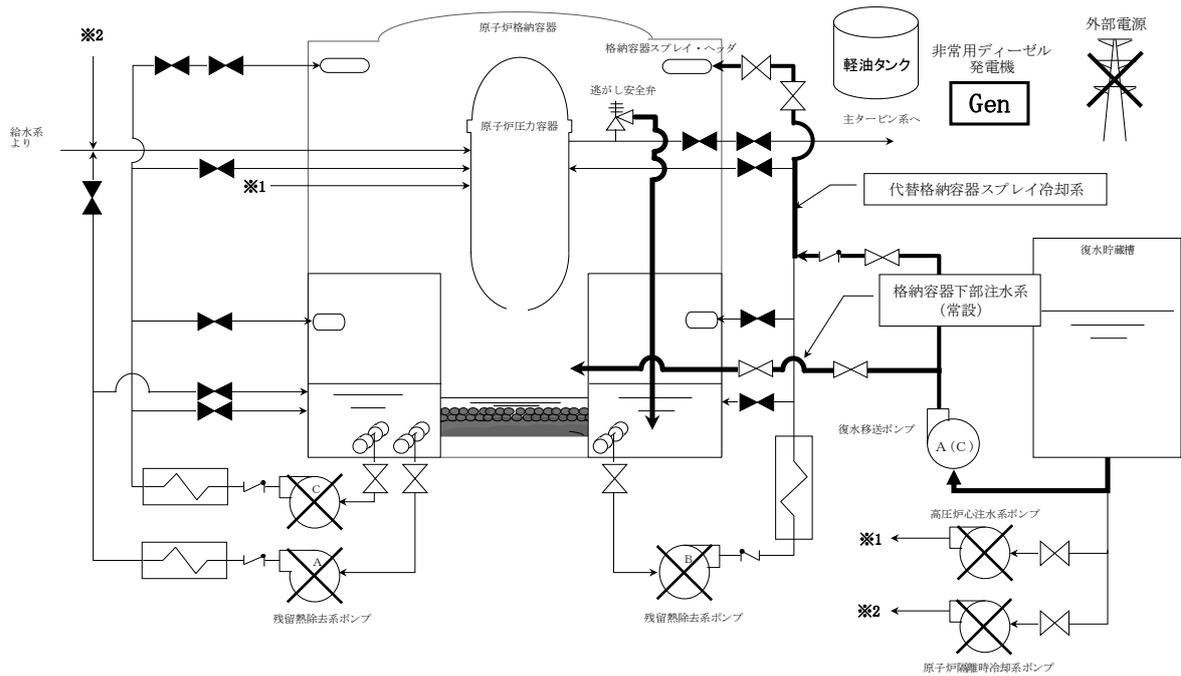


図 3.2.3 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図

(原子炉圧力容器破損後の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水)

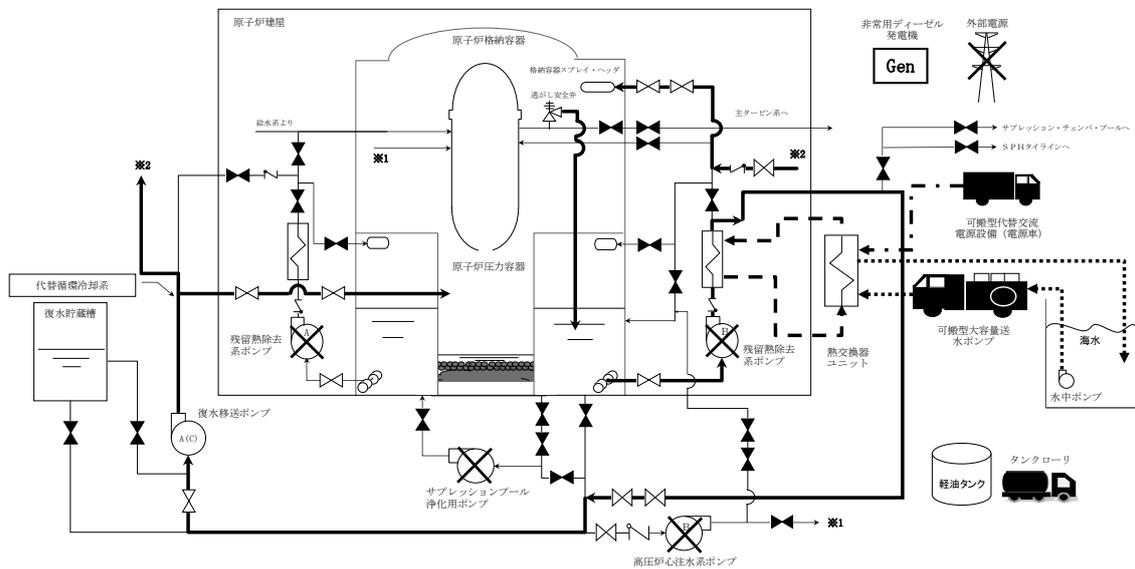


図 3.2.4 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の  
重大事故等対処設備の概略系統図

(代替循環冷却による溶融炉心冷却，原子炉格納容器除熱)

(解析上の時間)  
(約0分)

(約1時間後)

(約1.4時間後)

(約3.7時間後)

(約5.7時間後)

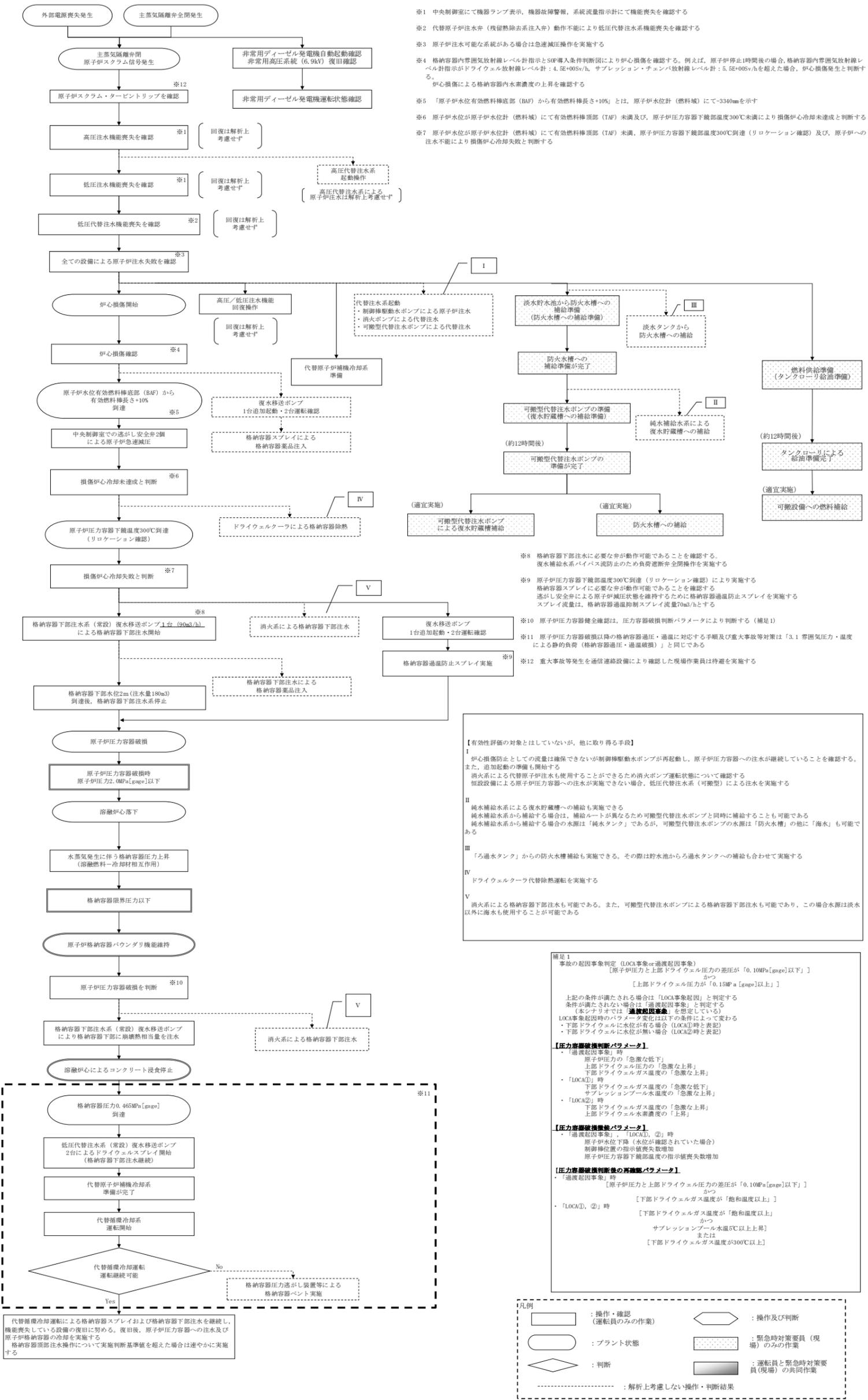
(約7時間後)

(約8時間後)

(約8時間後)

(約20時間後)

(20.5時間後)



3.2-23

図 3.2.5 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の対応手順の概要



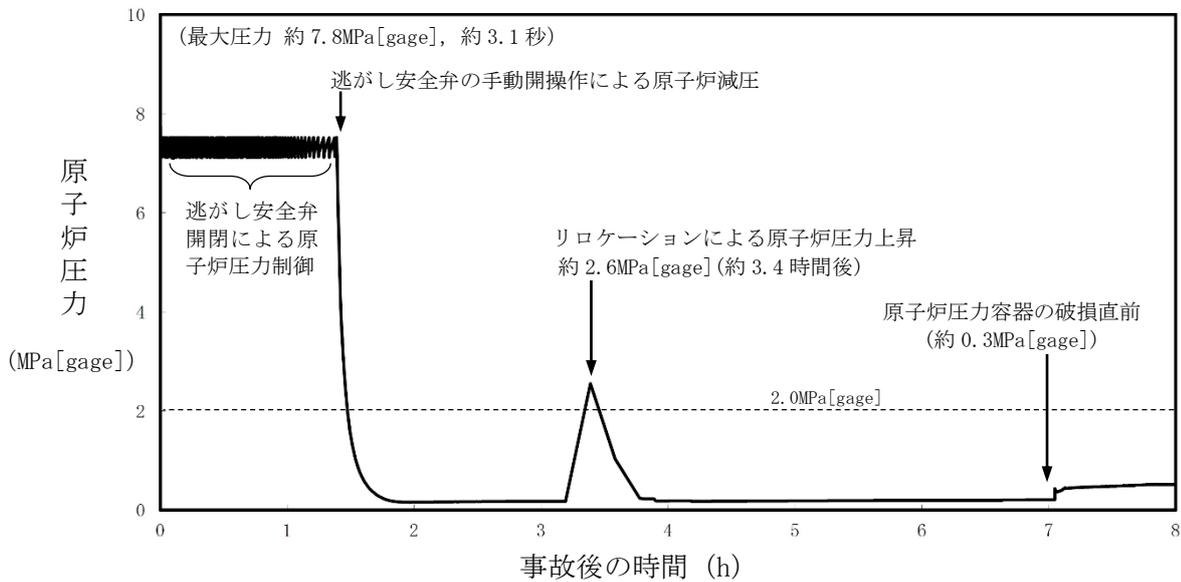


図 3.2.7 原子炉圧力の推移

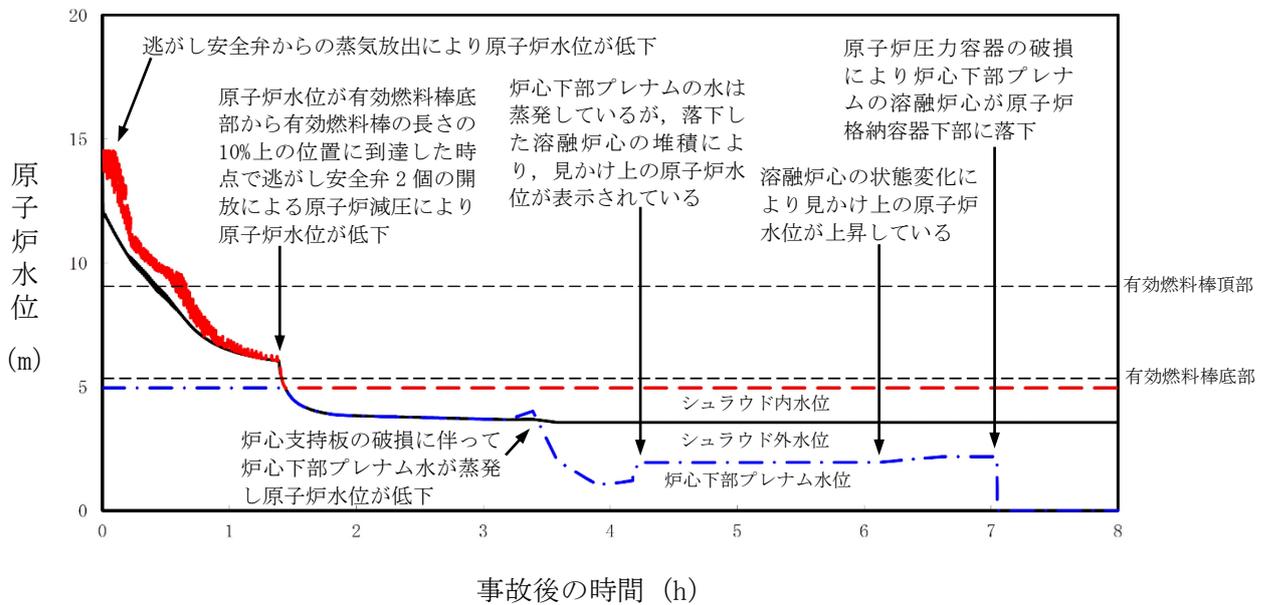


図 3.2.8 原子炉水位の推移

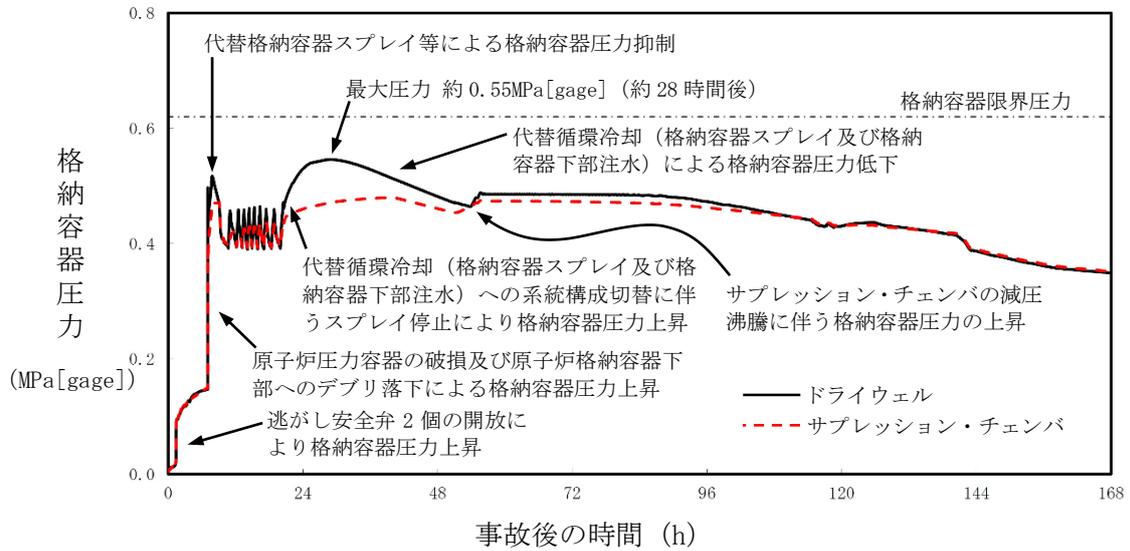


図 3.2.9 格納容器圧力の推移

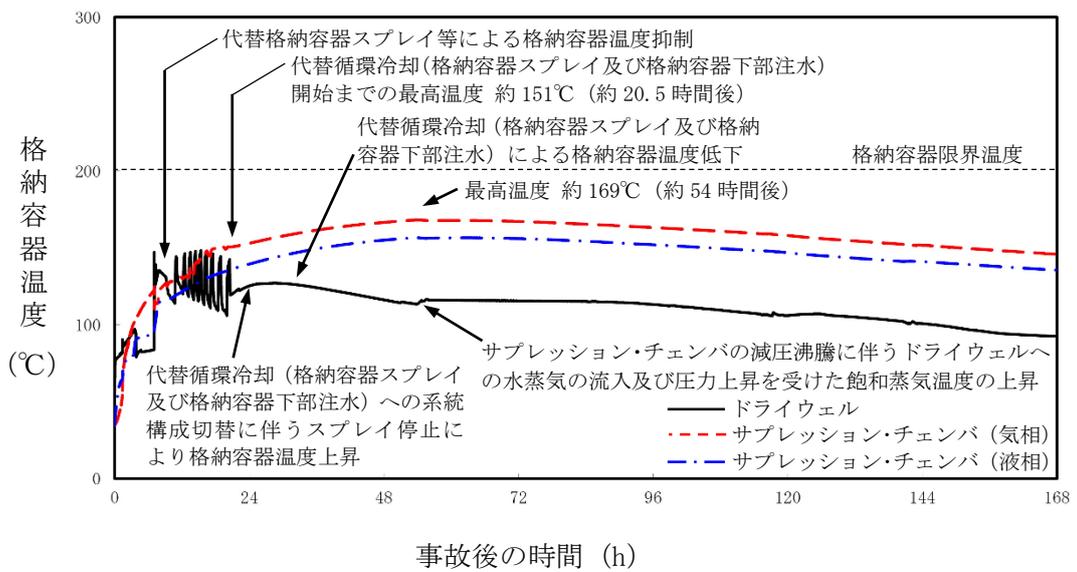


図 3.2.10 格納容器温度の推移

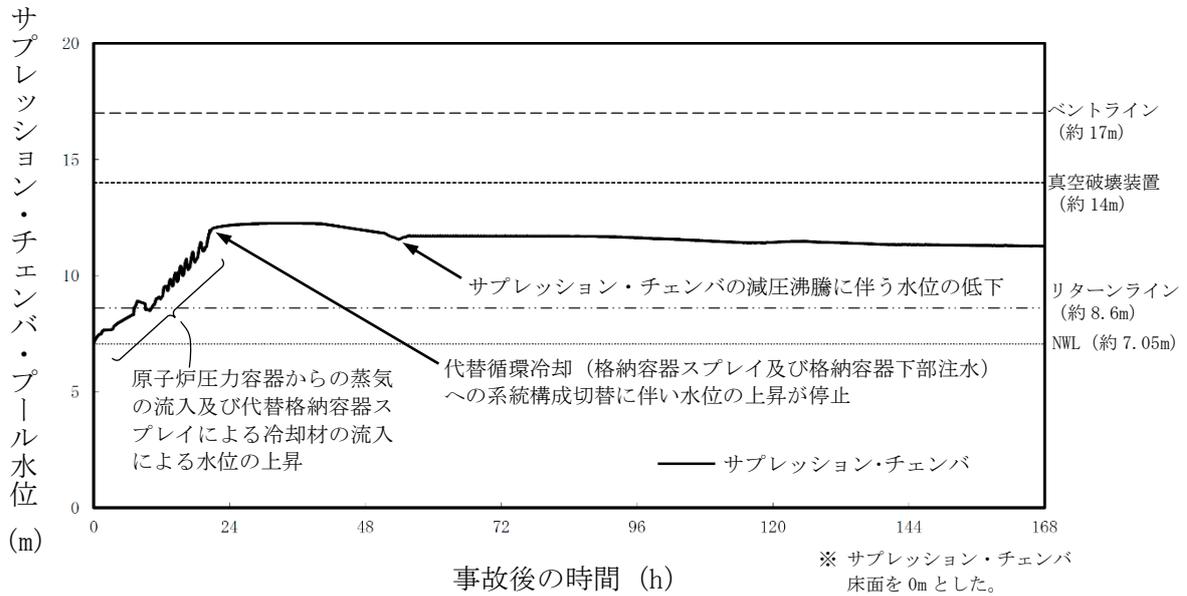


図 3.2.11 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

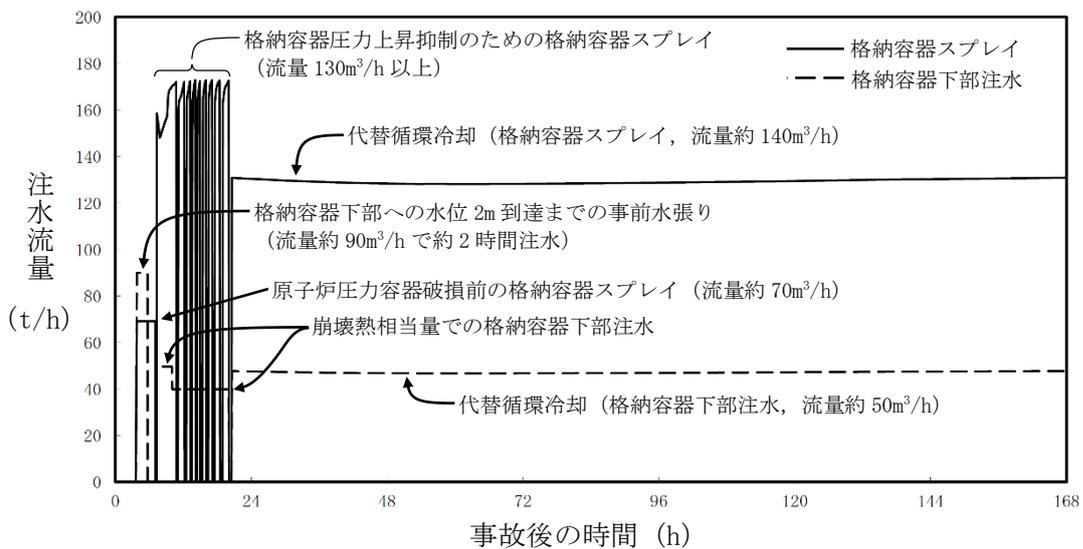


図 3.2.12 注水流量の推移

表 3.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作※1	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
a. 原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
b. 高圧・低圧注水機能喪失確認※2	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
c. 炉心損傷確認	原子炉水位がさらに低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷により、原子炉格納容器内に水素ガスが放出されるため、原子炉格納容器内の水素ガス濃度上昇を確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内水素濃度 (SA)
d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁 2 個を開放し、原子炉を急速減圧する	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達によりリロケーションを確認した場合、格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達を確認した場合又は格納容器温度 190℃到達を確認した場合には原子炉格納容器の雰囲気を冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。また、格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力容器温度 復水補給水系流量 (原子炉格納容器) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 復水貯蔵槽水位 (SA)

※1 項目 a～i は、3.2.1 (3)に示す重大事故等対策の概要の各項目に対応

※2 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧注水系による原子炉注水ができない場合。

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■ 有効評価上考慮しない操作

表 3.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作※1	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
f. 原子炉格納容器下部への注水	原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達によりリロケーションを確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、原子炉格納容器下部の水位が2m（総注水量180m <sup>3</sup> ）に到達した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力容器温度 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 格納容器下部水位 復水貯蔵槽水位（SA）
g. 原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器の破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する	—	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 格納容器内圧力（D/W） ドライウェル雰囲気温度
h. 溶融炉心への注水	原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う※2	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
i. 代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※3	代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始し、溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、格納容器下部注水と格納容器スプレーに復水補給水流量計を用いることによって流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレーする	復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	復水補給水系流量（原子炉格納容器） 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度 サブプレッション・チェンバ・プール水位

※1 項目 a～i は、3.2.1 (3) に示す重大事故等対策の概要の各項目に対応

※2 原子炉圧力容器破損時の影響により、格納容器下部水位計による監視ができない場合であっても、以下の条件の一部又は全てについての数時間の推移を確認することにより、総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。

- ・原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- ・原子炉格納容器上部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- ・原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること

また、サブプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（NWL+約1.5m）を超える場合には、リターンラインを通じたサブプレッション・チェンバのプール水の原子炉格納容器下部への流入による溶融炉心の冷却に期待でき、サブプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。

※3 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■ 有効評価上考慮しない操作

表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	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	通常水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時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
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	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（ドライウエルーサプレッション・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
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間後以降は 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	

表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板及びベント管は考慮しない	内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない ベント管を考慮する場合、管内の水による除熱効果が考えられるが、保守的にこれを考慮しない
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能， 低压注水機能， 重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を， 低压注水機能として低压注水系の機能喪失を設定すると共に， 重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており， 非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため， 外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが， 非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ， 外部電源なしとして設定
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

表 3.2.2 主要解析条件（高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（3／4）

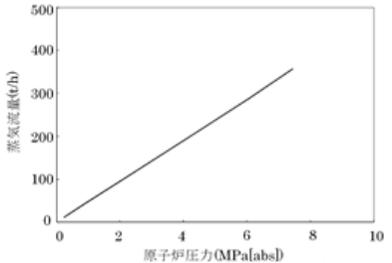
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
重大事故等対策に関連する機器条件 逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個の開放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
代替格納容器スプレイ冷却系	70m <sup>3</sup> /h（原子炉圧力容器の破損前） 130m <sup>3</sup> /h以上（原子炉圧力容器の破損後の圧力抑制）	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て設定
格納容器下部注水系（常設）	90m <sup>3</sup> /h（事前水張り時） 原子炉圧力容器破損以降は、崩壊熱相当の注水量	原子炉圧力容器の破損の事前の検知から破損までの時間余裕に基づき水位 2m 到達まで水張り可能な流量として設定 原子炉圧力容器破損以降は、熔融炉心冷却が継続可能な流量として設定
代替循環冷却	総循環流量：190m <sup>3</sup> /h 格納容器スプレイ：約 140m <sup>3</sup> /h 原子炉格納容器下部：約 50m <sup>3</sup> /h	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量及び原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定

表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、原子炉压力容器の破損を確認した場合に停止する	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器の破損前の先行水張り）	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始、原子炉格納容器下部の水位が2m（総注水量180m <sup>3</sup> ）に到達したことを確認した場合に停止する	炉心損傷後の原子炉压力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器の破損後の注水）	原子炉压力容器の破損を確認した場合	炉心損傷後の原子炉压力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損後の原子炉格納容器冷却）	格納容器圧力が0.465MPa[gage]又は格納容器温度が190℃に到達した場合に開始。格納容器圧力0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が0.39MPa[gage]以下となった時点で停止	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定
	代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作※	事象発生から20.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し設定

※ 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。

## 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

原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(以下「DCH」という。)を防止するためには、その様な環境下でも逃がし安全弁(以下「SRV」という。)を開保持し、RPV内の圧力を2MPa以下の低圧に維持する必要がある。

図1に示す通り、SRVは本体部と補助作動装置から構成されている。「4. 本体部の温度上昇による影響」に示す通り、本体部では温度上昇は問題にならないが、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し、SRVの機能維持に影響を及ぼす恐れがある。

SRVについては以下の環境条件における機能維持を確認している。

- ・171°Cにおいて3時間継続の後160°Cにおいて3時間継続

ここでは、炉心損傷後、DCH防止のために原子炉の減圧を継続している環境下で想定されるSRVの温度を評価し、上記の条件と比較することで、SRVの健全性を評価する。

## 1. 評価方法

MAAP解析によって得られたDCH対応シナリオでのRPV内気相温度とドライウエル内気相温度を環境温度条件として、三次元熱流動解析コード(STAR-CCM+)により、SRVの温度を評価した。

三次元熱流動解析では、RPVの温度条件が厳しくなる評価点を設定し定常解析を実施した。また、RPV破損直前にはRPV内の気相温度が急激に上昇することから、これに追従するSRVの温度上昇をより現実的に評価するため、RPV内の気相温度が急激に上昇する時間幅に対する非定常解析を実施した。

## 2. 評価条件

## (1) 温度条件

図2,3にRPV内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度のMAAP解析結果を示す。MAAPの解析結果を踏まえ、表1及び以下に示す通り、2通りの評価条件を設定した。

- ① 事象発生から6時間後までの範囲を代表する温度条件として、同範囲内でのRPV内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度のそれぞれについて最も厳しい温度を適用した温度条件。定常解析によって評価する。
- ② RPV破損直前のRPV内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件として、RPV内の気相温度が急激に上昇する時間幅でのRPV内の気相温度の変化とドライウエル内気相平均温度の最も厳しい温度を適用した温度条件。非定常解析によって評価する。

## (2) 評価モデル

自動減圧(ADS)機能付きのSRVの中で、電磁弁やピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から、電磁弁の設置角度が排気管に最も近い弁を評価対象弁とした。また、図4,5のように開状態と閉状態を交互に並べた形でモデル化している。実機では離れた位置のSRV2個を操作するが、解析では評価体系の側面を周期境界としており、保守的に1個おきに開動作するモデルとしている。

## 3. 評価結果

評価結果を表2及び図6,7に示す。事象発生から6時間後までの範囲を代表する温度条件として設定した①の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は160℃を約10℃下回った。また、RPV破損直前のRPV内の気相温度の急激な上昇を考慮した②の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は160℃を約10℃下回った。

SRVに対する機能確認試験では、初期の熱負荷として、171℃を与えており、この試験実績を踏まえると、DCH防止のために原子炉減圧を継続している状況下でもSRVの機能を維持可能<sup>※</sup>である。①は最も厳しい温度を設定して実施した定常解析であり、実際にSRVが経験する温度は更に低い値になるものと考えられる。

以上の通り、炉心損傷後、DCH防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも、SRVの機能を維持できると考える。

※ SRVは、「171℃において3時間継続の後160℃において3時間継続」という環境条件での機能維持が試験によって確認されている。この初期の熱負荷(171℃において3時間継続)をアレニウス則に基づき160℃の熱負荷に換算すると、160℃において約4.6時間継続となり、これを後段の試験時間と合計すると約7.6時間は機能維持が可能となる。

## 4. 本体部の温度上昇による影響

閉状態のSRVが強制開するためには、補助作動装置の駆動力がSRV本体の抵抗力を上回る必要がある。SRV本体の抵抗力に対する温度上昇の影響は表3のとおり、いずれも温度上昇によって抵抗力が低下するよう設計上配慮されており、温度上昇が強制開の妨げとなることはない。

以 上

表 1 三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の 急激な上昇を考慮した温度条件)
RPV 内 気相平均温度	約 589°C	約 510°C→約 626°C
ドライウェル内 気相平均温度	約 111°C	約 116°C

表 2 三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の 急激な上昇を考慮した温度条件)
下部コイル ハウジング 最高温度*	約 150°C	約 150°C
ピストン部 最高温度	約 149°C	約 147°C

※ADS 機能付電磁弁設置位置

表 3 SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

項目	温度上昇の影響
SRV スプリング閉止力	温度上昇に伴い、低下する方向にある。また、補助作動装置の駆動力はスプリング閉止力に対して十分な力量を有している。
弁棒・アジャスタリング 摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり、温度上昇幅は小さく、SRV 強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺 動抵抗	弁棒は SUS431、ネッキブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッ シュ摺動抵抗	バランスピストンは SUS403、ブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体(ガイド部)・ガイド 摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため、温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。

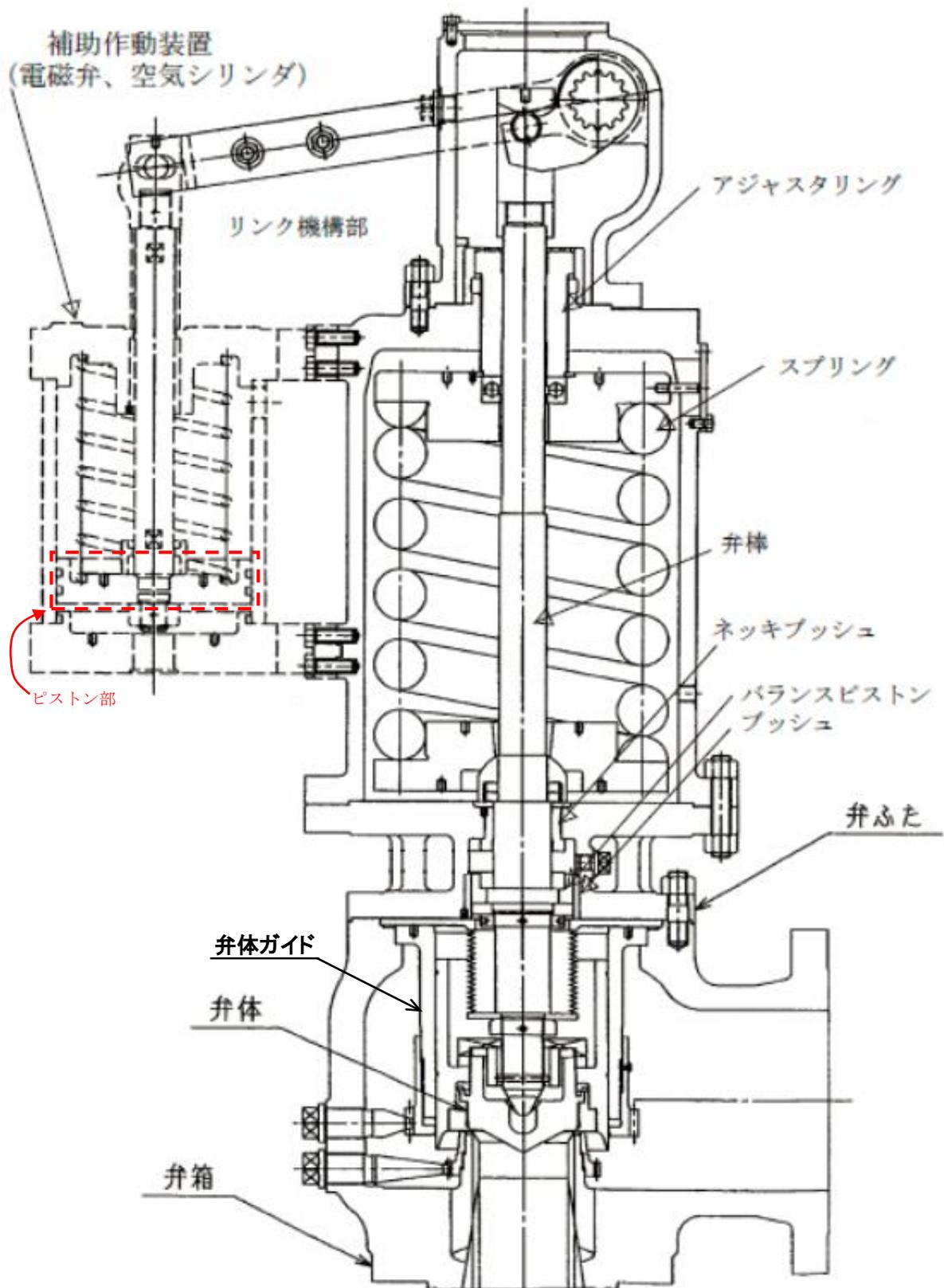


図 1a SRV 構造図(断面図)

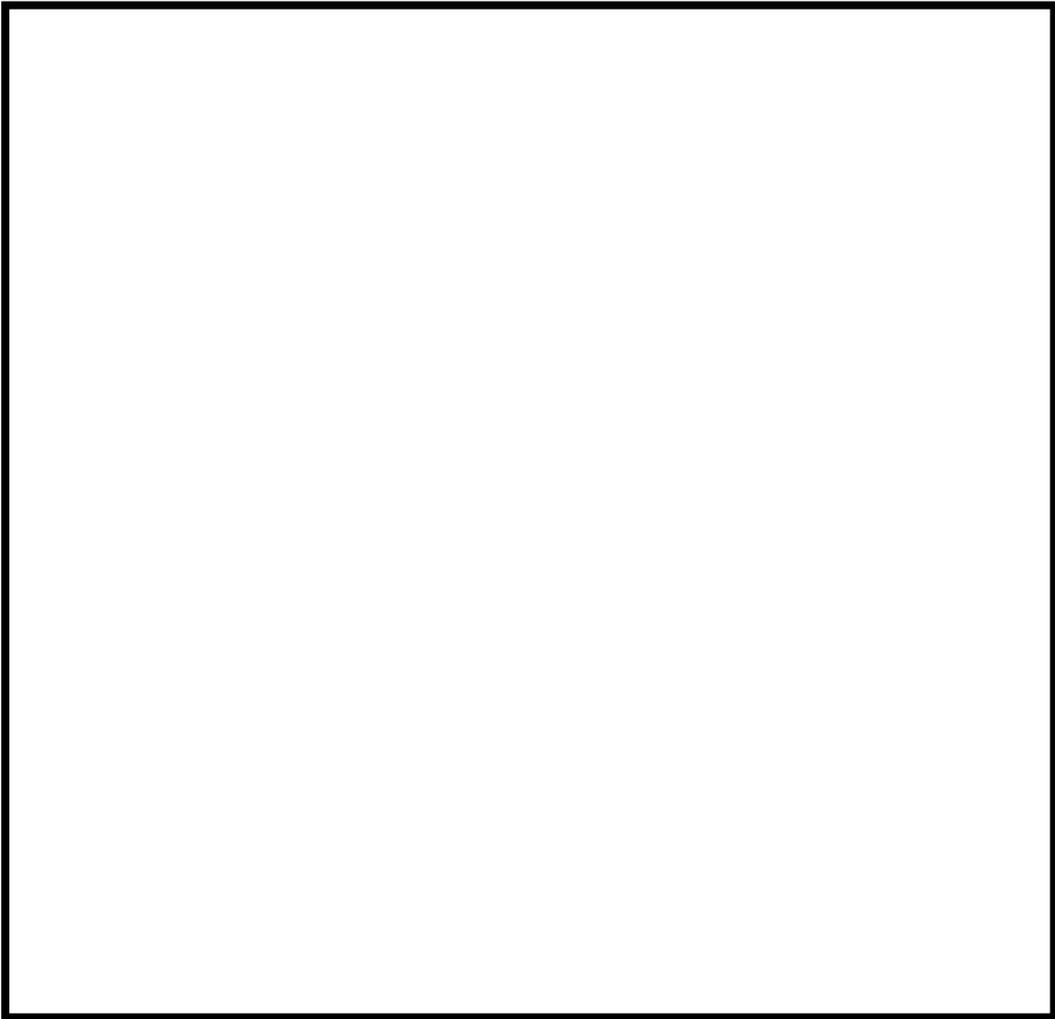


図 1b SRV 構造図(側面図詳細)

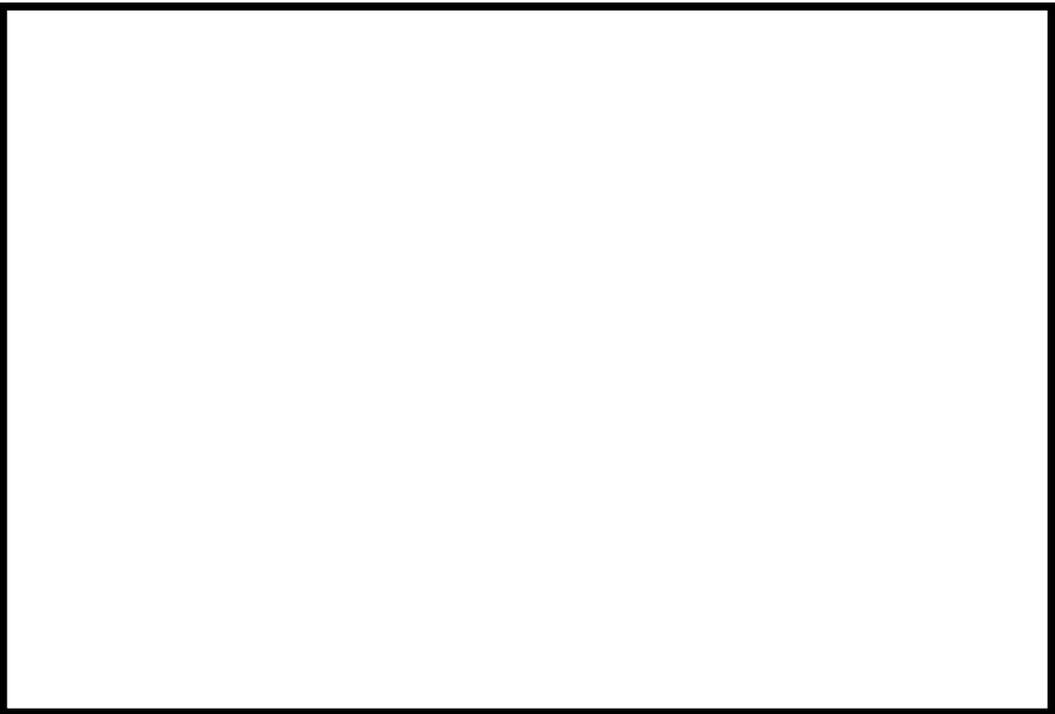


図 1c SRV 構造図(平面図詳細)

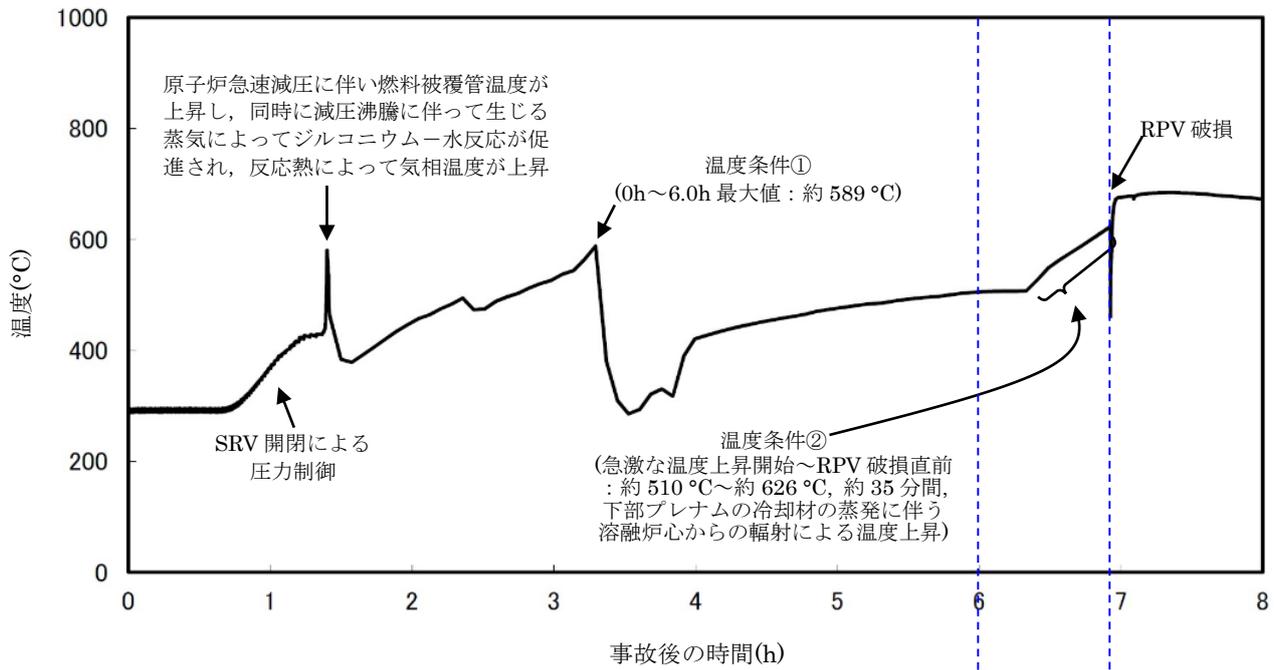


図 2 RPV 内気相平均温度の推移

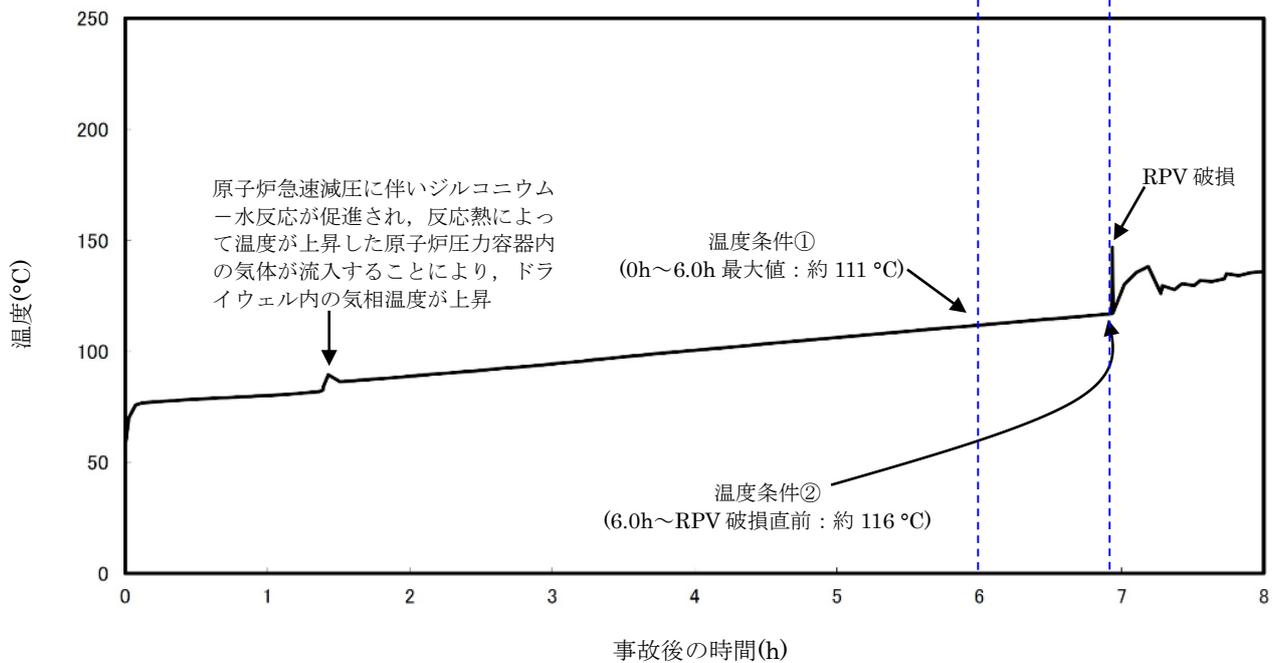


図 3 ドライウェル内気相平均温度の推移

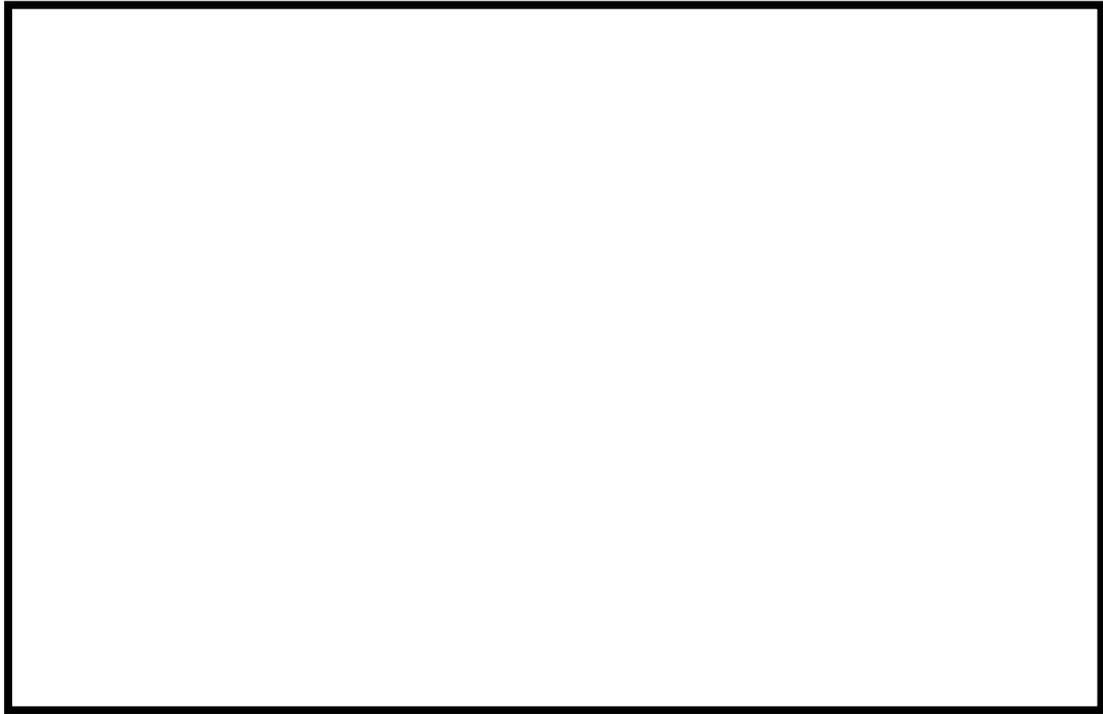


図 4 モデル化範囲と境界条件

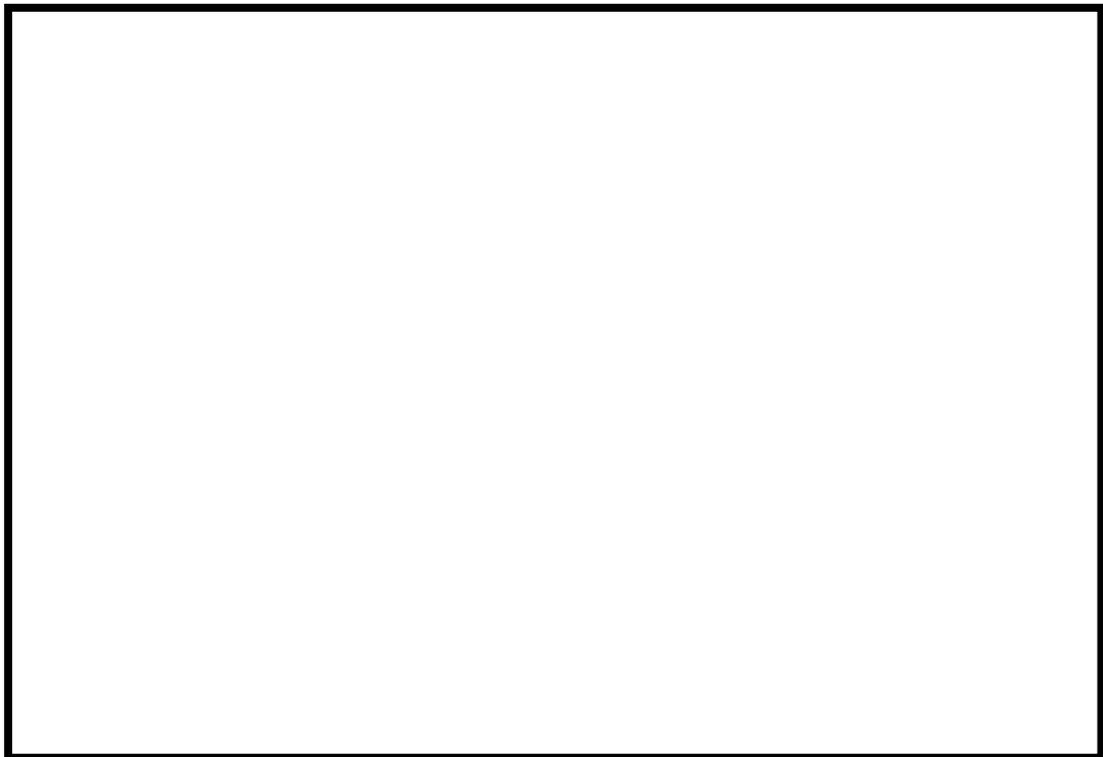


図 5 モデル図と断面メッシュ図

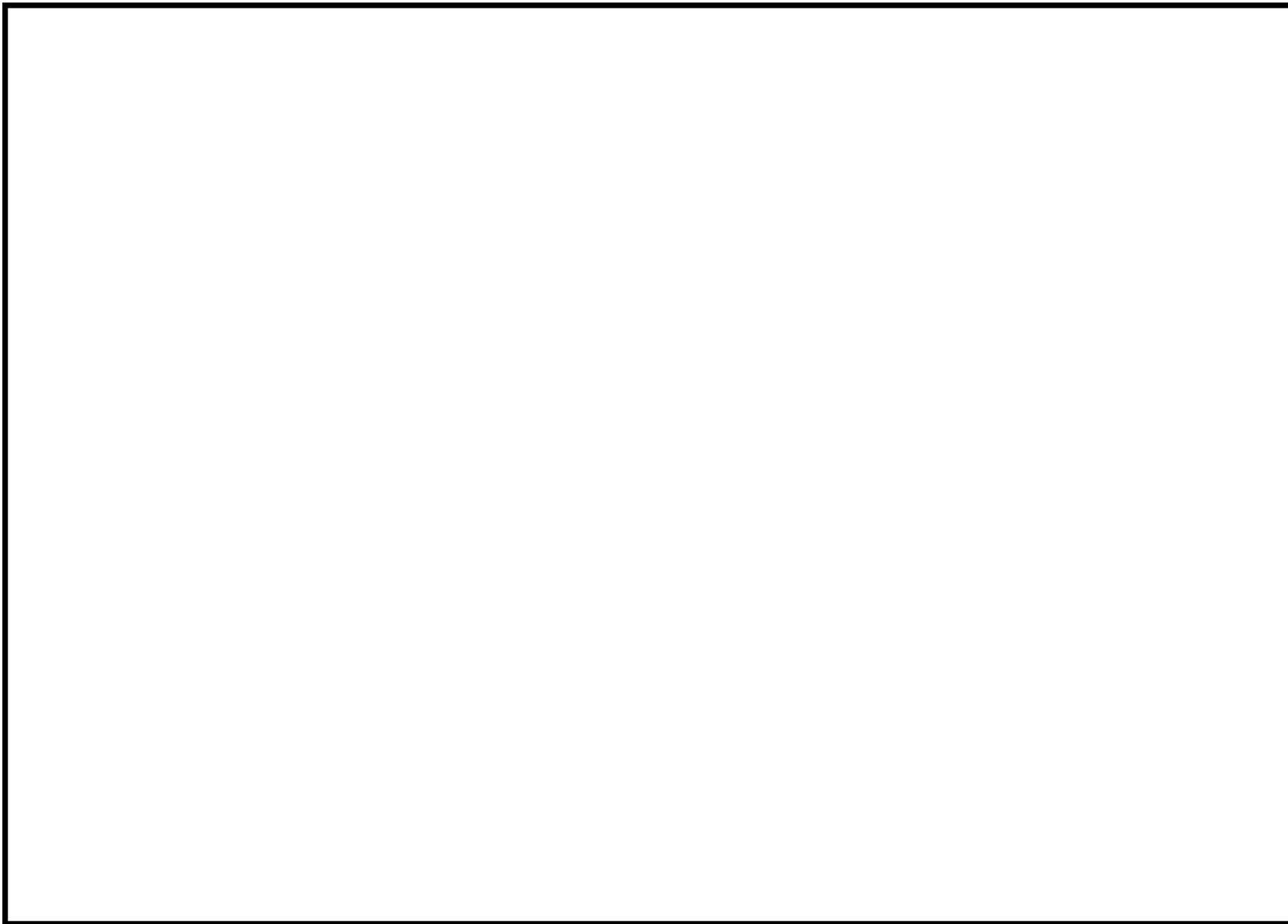


図 6 解析結果(温度条件①)



図 7 解析結果(温度条件②)

## 代替格納容器スプレイを実施した場合の逃がし安全弁の温度

添付資料 3.2.1 の評価では、原子炉の減圧を継続している状況での代替格納容器スプレイを実施していないが、これを実施することで、逃がし安全弁の温度の大幅な低下に期待できる。このため、今後初期水張り等の格納容器への注水は可能なものの、原子炉に注水できない状況下では、格納容器内の温度・圧力を緩和する観点から、予め格納容器(ドライウェル)スプレイを実施する手順とする。ここでは、代替格納容器スプレイに期待した場合の逃がし安全弁の温度を示す。

## 1. 評価方法

代替格納容器スプレイを実施していない場合(添付資料 3.2.1)と同じ。

## 2. 評価条件

## (1) 温度条件

図 1, 2 に原子炉压力容器内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度の MAAP 解析結果を示す。MAAP の解析結果を踏まえ、表 1 及び以下に示す通り、2 点の評価条件を設定した。

- ① 事象発生から 6 時間後までの範囲を代表する温度条件として、代替格納容器スプレイ及び下部ドライウェル初期水張り開始前を考慮した温度条件
- ② 6 時間後から熔融炉心落下直前までを代表する温度条件として原子炉压力容器破損直前の原子炉压力容器内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件

## (2) 評価モデル

代替格納容器スプレイを実施していない場合と同じ。

## 3. 評価結果

評価結果を表 2 及び図 3, 4 に示す。いずれの温度条件でも、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160°C を大幅に下回った。

以上の通り、炉心損傷後、DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下で代替格納容器スプレイを実施する場合、SRV の温度が大幅に低減されること確認した。

以 上

表1 三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急 激な上昇を考慮した温度条件)
原子炉压力容器内 気相平均温度	約 649°C	約 532°C→約 649°C
ドライウェル内 気相平均温度	約 97°C	約 84°C

表2 三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件① (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件② (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度 の急激な上昇を考慮した温度条件)
下部コイルハウジング 最高温度*	約 145°C	約 121°C
ピストン部最高温度	約 148°C	約 123°C

※ADS 機能付電磁弁設置位置

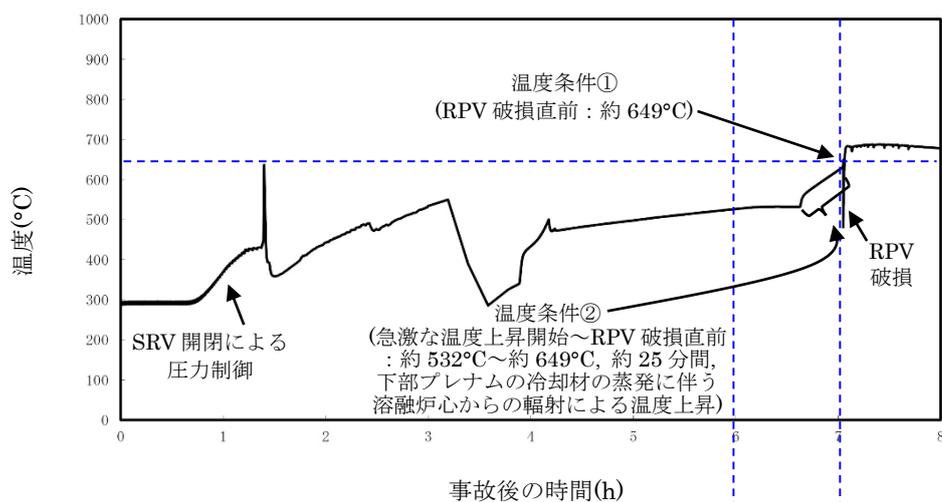


図1 原子炉压力容器内気相平均温度の推移

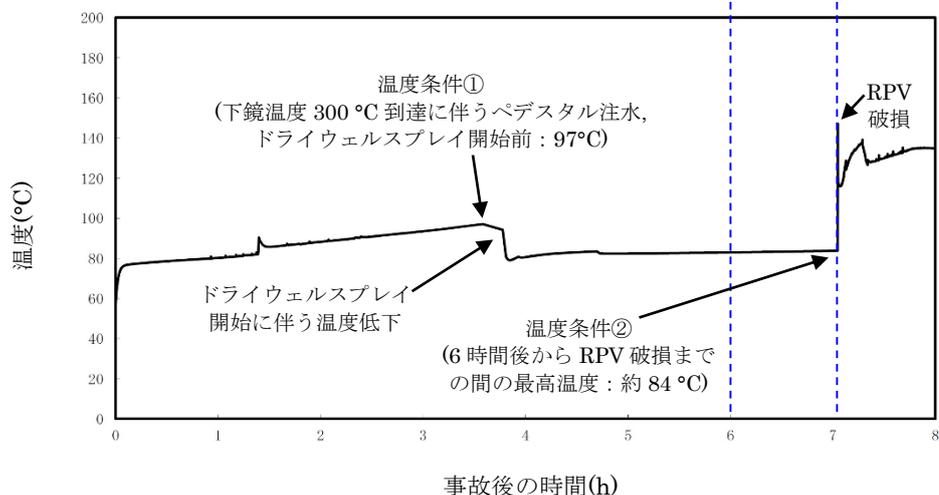


図2 ドライウェル内気相平均温度の推移  
添 3.2.1 別添 1-2



図 3 解析結果(温度条件①)

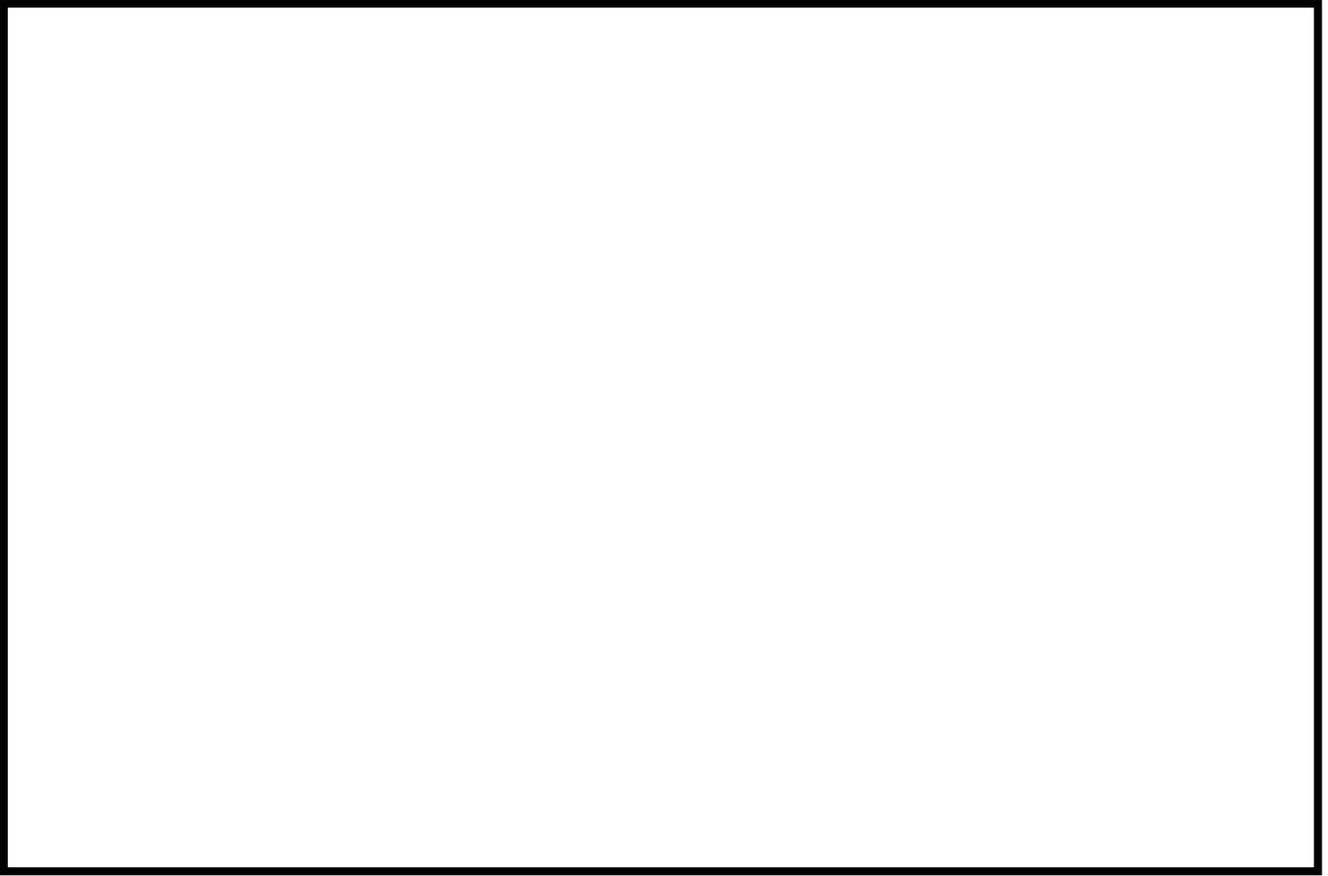


図 4 解析結果(温度条件②)

## 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

格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」, 「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)」, 「溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)」については、各プラント損傷状態(PDS)に対応する各重要事故シーケンス及び雰囲気圧力・温度による静的負荷の評価事故シーケンスへの重大事故等防止対策の有効性評価の結果等から、重大事故等対処設備に期待する場合、炉心損傷あるいはロケーションまでに事象の進展を停止し、これらの現象の発生を防止することが出来る。

しかしながら、格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(以下「解釈」という。)第37条2-1(a)において、必ず想定する格納容器破損モードとして定められている。このため、今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして、各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至る評価事故シーケンスを設定している。

一方、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」については、事故シーケンス選定のプロセスにおいて、国内外の先進的な対策と同等な対策を講じても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された、「大破断 LOCA+ HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」を評価事故シーケンスとして選定し、重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以上の通り、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」は重大事故等防止対策に期待して評価し、解釈第37条2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価しており、格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」は、評価を成立させるために、重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして、解釈第37条2-3(d), (e), (i)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以 上

## 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

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

原子炉建屋内の換気空調系によって原子炉建屋を負圧にする場合、原子炉建屋内の放射性物質は換気空調系を經由して大気中に放出されるが、原子炉建屋から大気中への漏えいを能動的に防止することができる。一方、原子炉建屋内の換気空調系を停止する場合は、原子炉建屋からの漏えいを能動的に防止する効果は無くなるが、換気空調系を經由した放出が無くなる。本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では後者、すなわち、原子炉建屋の換気空調系を停止する状況を想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

## 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗(+DCH発生)」について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で大部分が捕集されることが実験的に確認されていることから、本評価に当たっては、格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果(DF450)を考慮した。
  - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
  - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日(一定)とした。(詳細は「3. 補足事項」参照)
- (4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量は  $2.7 \times 10^{-3}$  TBq (7日間) (暫定値) となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウエルのラインを経由した場合の放出量 2.0TBq (7日間) に比べて十分に小さい。

### 3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1)式に建屋周辺の風速と建屋差圧(風荷重)の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

$\Delta P$  : 風荷重 ( $\text{kg/m}^2$ )

$C$  : 風力係数 (-0.4)

$\rho$  : 空気密度 ( $0.125 \text{kg/m}^3$  : 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)

$v$  : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を(2)式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

$f$  : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)

$\Delta P$  : 差圧 ( $\text{mmH}_2\text{O}$ )

なお、 $1 \text{mmH}_2\text{O} = 1 \text{kg/m}^2$

原子炉建屋は、建屋負圧  $6.4 \text{mmH}_2\text{O}$  で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は(3)式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

$f_1$  : 実風速時の漏えい率 (回/日)

$f_0$  : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)

$\Delta P_1$  : 実風速時の建屋差圧 (約  $0.3 \text{mmH}_2\text{O}$ )

$\Delta P_0$  : 原子炉建屋の設計建屋差圧 ( $6.4 \text{mmH}_2\text{O}$ )

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は約 10%/日 (0.1 回/日) となる。

以上

表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(原子炉圧力)に与える影響(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(1/2)

【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(原子炉圧力)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。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル(炉心熱水力モデル) 溶融炉心の挙動モデル(炉心ヒートアップ)	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。CORAX 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。炉心ヒートアップ速度の増加(被覆管酸化の促進)を想定し、仮想的な厳しい振幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQV, 大破断 LOCA シーンとともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーションの開始時刻は、ほぼ変化しない	炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため、上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル(炉心水位計算モデル)	TQVX シーン及び中小破断 LOCA シーンに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的により低い水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的により低い水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違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。
気液分離(水位変化)・対向流					
原子炉圧力容器	冷却材放出(臨界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル(破断流モデル)	逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される。	冷却材放出(臨界流・差圧流)を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	冷却材放出(臨界流・差圧流)を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表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（原子炉圧力）に与える影響(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(2/2)

【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（原子炉圧力）に与える影響
原子炉圧力容器(炉心損傷後)	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル(リロケーション)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した</li> <li>・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した</li> <li>・TQUV、大破断 LOCA シーンとともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した</li> </ul>	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シナリオでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧を実施することから、運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シナリオでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し、操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FCI (溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル(下部プレナムでの溶融炉心挙動)	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径、エンTRAINメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。	原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内 FCI (デブリ粒子熱伝達)				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した</li> <li>・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。</li> </ul>	下部プレナムと炉心デブリの熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことを確認していることから、下部ヘッドの温度上昇を起点とする、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）の開始に与える影響は小さい。さらに、下部ヘッド温度上昇(300℃到達)は事象発生開始から、約 3.7 時間後の操作であり、多少の挙動の差異が生じた場合においても十分な時間余裕があることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	下部プレナムと炉心デブリの熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことを確認していることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	原子炉圧力容器破損	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シナリオへの対応では原子炉圧力容器破損を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが、溶融燃料の落下時間への影響は小さく、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	

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（原子炉圧力）に与える影響(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (1/2)

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（原子炉圧力）に与える影響
	解析条件	最確条件			
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、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、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 7.05MPa[gage] ～約 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、運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与えうるが、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及ぼす影響はなく、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、運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与えうるが、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うるが、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、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 (100%)	定格流量の約 91%～約 110% (実測値)	定格流量として設定。	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小さい。	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小さい。
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、事象進展に及ぼす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、両型式の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。
原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33Gwd/t	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、原子炉水位の低下が緩やかになり、発生する蒸気量は少なくなることから、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。	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。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため、最確条件とした場合には原子炉水位の低下が緩やかになり、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器破損時間についても遅くなると考えられることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。
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。		
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。		
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。		
格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage]～約 7kPa[gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定。		
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。		
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値。		

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（原子炉圧力）に与える影響(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (2/2)

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（原子炉圧力）に与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	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℃）	約30℃～約50℃（実測値）	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。	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り, 間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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, 燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。 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り, 格納容器の圧力上昇は遅くなるが, 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が大きくなる。また, 事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上（軽油タンク容量）	通常時の軽油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が大きくなる。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対する影響はない。	—
事故条件	起因事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定。	起因事象として, 原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象であるLOCA等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。	起因事象として, 原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象であるLOCA等の一次冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能, 低压注水機能, 重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	—	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を, 低压注水機能として低压注水系の機能喪失を設定すると共に, 重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定。	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており, 非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため, 外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが, 非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ, 外部電源なしとして設定。	—	—
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定。	1F事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において, 炉内核計装配管のドライチューブ, 逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合, 原子炉圧力を減圧させることとなるため, 減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも, 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。事象進展に対する影響としては, 気相部漏えいは原子炉水位がTAFを十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき, 本シナリオでは原子炉水位有効燃料棒底部(BAF)+10%位置にて減圧操作を実施することから考えると, 事象進展に対する影響は小さい。	1F事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において, 炉内核計装配管のドライチューブ, 逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合, 原子炉圧力を減圧させることとなるため, 減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも, 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。事象進展に対する影響としては, 気相部漏えいは原子炉水位がTAFを十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき, 本シナリオでは原子炉水位有効燃料棒底部(BAF)+10%位置にて減圧操作を実施することから考えると, 事象進展に対する影響は小さいと考えられ, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。	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。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～ 7.86MPa[gage] 363t/h/個～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～ 7.86MPa[gage] 363t/h/個～380t/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。
		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。
	代替格納容器スプレイ冷却系	70m <sup>3</sup> /hでスプレイ	70m <sup>3</sup> /h以上でスプレイ	格納容器温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため, 原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため, 原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。

表3 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 (原子炉圧力) に与える影響及び操作時間余裕 (高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (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 (原子炉圧力) 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					
原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点で開始 (事象発生から約1.4時間後)	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり, 原子炉水位は事故時の重要監視パラメータとして継続監視しているため, 認知に大幅な遅れを生じることは考えにくい。よって, 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>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】</p> <p>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】</p> <p>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】</p> <p>逃がし安全弁手動開放の操作時に, 当該操作に対応する運転員に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】</p> <p>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>	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり, また, 原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながら予め準備が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。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, 中央制御室で行う作業であり, 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。	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。	原子炉急速減圧操作については, 原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが, 原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり, 準備時間が確保できるため, 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, 原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達後, 速やかに逃がし安全弁による減圧操作を開始。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。
操作条件	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。90m <sup>3</sup> /hで2時間注水し, 格納容器下部に水位2mの水張りを行う (事象発生から約3.7時間後)	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>格納容器下部への注水操作は, 原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが, 損傷炉心への注水による冷却性を確認するため, 原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 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>格納容器下部への注水操作は, 中央制御室にて操作を行う運転員と現場にて操作を行う運転員 (現場) を各々配置しており, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは, コントロール建屋のみであり, 通常5分間程度で移動可能であるが, 余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また, アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, よって, 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>中央制御室内における格納容器下部への注水操作は, 復水補給水系の2弁の開操作による注水であり, 制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は, 制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い, 約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが, 水張り中の操作は適宜流量及び格納容器下部水位を監視し, 流量調整をするのみであるため, 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】</p> <p>格納容器下部への注水操作時に, 当該操作に対応する運転員に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】</p> <p>中央制御室内における操作は, 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, そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 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, 誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり, また, 格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶融炉心の下部プレナムへの移行を判断し, 水張り操作を実施することとしており, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり, 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。	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。	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり, また, 格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また, 原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系 (常設) による水張りは約2時間で完了することから, 水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると, 事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張り完了から, 事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると, 格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。	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, 原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達後, 約3分間で格納容器下部注水系 (常設) による水張り操作を開始。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 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 (原子炉圧力) に与える影響及び操作時間余裕 (高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (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 (原子炉圧力) 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	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作 (原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却)	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始 (事象発生から約3.7時間後)	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定	<p>【認知】 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は, 原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始するが, 損傷炉心への注水による冷却性を確認するため, 原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 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】 低圧代替注水系 (常設) 準備操作は, 復水補給水系の隔離弁 (1 弁) の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系 (常設) ポンプの追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1 操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉格納容器下部への注水操作 (原子炉圧力容器の破損前の先行水張り) を行う運転員と代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作を行う運転員の並列操作はあるが, それを加味して操作の所要時間を算定しているため, 操作開始時間に与える影響はない。原子炉格納容器下部への注水操作 (原子炉圧力容器の破損前の先行水張り) 及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間はそれぞれ2分であり, 合計4分であることから, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間の5分に含まれる。このため, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 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, そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達するまでには事象発生から約 3.7 時間の時間余裕があり, また, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら予め準備が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。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, 中央制御室で行う作業であり, また, 他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定しているため, 他の操作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。	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については, 原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達後, 速やかに実施することが望ましいが, 原子炉圧力容器の破損前は, 本操作が実施できないものと仮定しても, 格納容器圧力及び格納容器温度が格納容器限界圧力及び格納容器限界温度に到達することは無く, 逃がし安全弁による減圧機能維持も可能であることから, 時間余裕がある。	中央制御室における操作のため, シミュレータにおける同様の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作が必要な際に, 速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作を開始。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。
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作 (崩壊熱相当の注水)	原子炉圧力容器破損後 (約7.0時間後)	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 溶融炉心が格納容器下部に落下した後に格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うが, 溶融炉心の落下は, 原子炉圧力容器下鏡部温度及び格納容器圧力の監視により認知可能である。これらパラメータは原子炉圧力容器破損判断のため継続監視しており, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 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】 中央制御室内における格納容器下部への注水操作は, 復水補給水系の2弁の開操作による注水であり, 制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部注水系の流量調整は, 復水補給水系流量系 (原子炉格納容器) の指示を監視しながら制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い, 適宜実施する。また, 事前に格納容器下部へ水張りを行っていることから, 時間余裕がある。</p> <p>【他の並列操作有無】 当該操作時に, 中央制御室の運転員に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>	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約 7.0 時間の時間余裕があり, また, 溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも, 溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約 0.6 時間の時間余裕がある。また, 溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作は原子炉圧力, 格納容器下部空間部温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断して実施することとしており, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 操作開始時間に与える影響は小さい。	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。	原子炉圧力容器破損するまでの時間は事象発生から約 7.0 時間あり, また, 溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも, 溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約 0.6 時間の時間余裕がある。	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, 条件成立を前提として約 3 分間で格納容器下部注水系 (常設) による注水操作を開始。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 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（原子炉圧力）に与える影響及び操作時間余裕（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(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（原子炉圧力）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	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間90分想定のところ，訓練実績等により約70分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間180分想定のところ，訓練実績等により約135分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ，電源車※及び可搬型大容量送水ポンプ）	事象発生から12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	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から約12時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（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）及び可搬型大容量送水ポンプ（6号及び7号炉：各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，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）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への燃料給油作業は，許容時間180分のところ訓練実績等では約96分，電源車及び可搬型大容量送水ポンプ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。
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<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压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，牽引また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】 運転員（現場）の行う現場系統構成は，操作対象が20弁程度であり，操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが，1弁あたりの操作時間に移動時間含めて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。また，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。</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員（現場）の系統構成及び緊急時対策要員による準備操作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>【操作の確かさ】 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は解析上の設定から早まる可能性があり，この場合，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20時間あり，準備時間が確保できることから，本操作には時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になっても，格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低压代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ，格納容器圧力逃がし装置又は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行うこととなる。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，事象発生約38時間後であり，約15時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，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。また，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。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。

※ 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが，代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとしていることから，代替原子炉補機冷却系の運転のための電源車への給油を設定した。

表3 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 (原子炉圧力) に与える影響及び操作時間余裕(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (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 (原子炉圧力) 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	代替循環冷却による格納容器除熱操作	事象発生約20.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p><b>【認知】</b>                      残留熱除去系による格納容器除熱機能喪失を確認した後, 故障原因調査・機能回復操作を実施と並行して, 機能回復が遅れることを想定し代替循環冷却運転の準備を判断するため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【要員配置】</b>                      代替循環冷却準備操作は, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場にて代替循環冷却の系統構成を行う運転員(現場)を配置しており, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【移動】</b>                      運転員(現場)による現場移動は, 照明喪失・資機材の転倒等によりアクセスに支障が出る場合があるが, 事象発生20時間超の時間余裕があるため予め移動しておくことも可能であり, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p><b>【作業所要時間】</b>                      中央制御室における操作は, 事前準備としての系統構成操作, 代替循環冷却運転開始直前操作 (代替循環冷却運転準備操作の系統構成のうち, 事象発生20時間後以降の復水移送ポンプの全停に係る操作) 及び代替循環冷却運転開始操作の3操作がある。事前準備としての系統構成操作は事象発生20時間後迄に予め行うもので操作時間に余裕を確保している。代替循環冷却運転開始直前操作は, 復水移送ポンプ2台の停止操作に約2分を想定しており, 電動弁7弁の操作に約7分を想定し, 30分間の操作時間に余裕を確保している。運転開始操作は復水移送ポンプ1台起動と同時に1弁による格納容器下部への注水操作を約1分と想定し, 2台目の起動と同時に1弁による格納容器スプレイ操作を約1分と操作しており, 5分間の操作時間に余裕を確保している。</p> <p>運転員(現場)による現場操作は, 事前準備としての系統構成操作と代替循環冷却運転開始直前操作の2操作がある。事前準備としての系統構成 (操作対象弁数は約10弁を想定に必要な所要時間を約2時間と想定しており, 20時間後までの時間余裕を確保している。代替循環冷却運転開始直前操作は復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作に約15分, 退避時間に約10分を想定しておりこれに余裕時間を含め30分間の操作時間を確保している。</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b>                      運転員による現場操作は, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。また, 本操作の操作開始時間は, 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり, 代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば, 本操作の開始時間も早まる可能性がある。</p> <p><b>【操作の確実さ】</b>                      中央制御室における操作は, 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。また, 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>	代替循環冷却運転は事象発生約20.5時間後に開始することとしているが, 余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また, 本操作の操作開始時間は, 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり, 代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば, 本操作の開始時間も早まる可能性がある。代替循環冷却の運転開始時間を早める。	代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には, 本操作も早まる可能性があり, この場合, 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。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生から20時間あり, 代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約20.5時間であるため, 準備時間が確保できることから, 本操作には時間余裕がある。なお, 本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも, 格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系 (常設) による格納容器下部注水, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置又は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行うこととなる。	現場モックアップ等による実績では, 代替循環冷却による格納容器除熱操作の中で操作時間の時間的制約が厳しい代替循環冷却運転開始直前操作の所要時間は, 復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作及び操作終了後の現場運転員の退避時間を合わせて約21分。他の操作は事象発生20時間後までに予め準備が可能である。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(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

○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格納容器下部注水

原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で開始  
(90m<sup>3</sup>/h で 2 時間)

原子炉压力容器破損後は崩壊熱相当で注水。

②代替格納容器スプレィ冷却系による代替格納容器スプレィ

原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で  
開始(70m<sup>3</sup>/h)。

原子炉压力容器破損以降、465kPa[gage]に到達以降は  
130m<sup>3</sup>/h 以上で注水。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

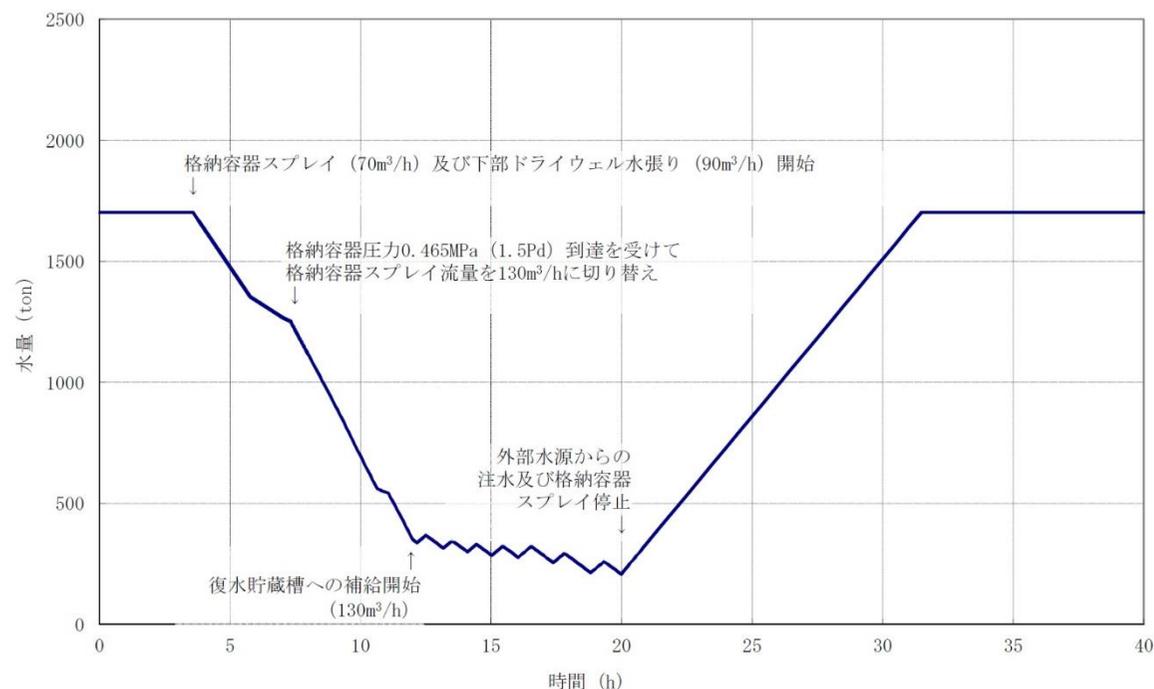
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 3 台を用いて 130m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価(右上図)

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として格納容器下部注水及び代替格納容器スプレィを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。事象発生約 20.5 時間後以降は、サプレッション・チェンバのプール水を水源とした循環冷却を実施することにより水量の減少は停止する。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,600m<sup>3</sup> 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 5,200m<sup>3</sup> 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup> の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である



## 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)

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：高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱は6号及び7号炉を想定。

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 <b>約 828kL</b>	7号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L	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	可搬型大容量送水ポンプ 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		
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 <b>約 828kL</b>	6号炉軽油タンク容量は <b>約 1,020kL</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台=9,072L	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	可搬型大容量送水ポンプ 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 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				7日間の 軽油消費量 <b>約 632kL</b>	1号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> であり、 7日間対応可能。
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 <b>約 632kL</b>	2号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	3号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	4号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 632kL</b>	5号炉軽油タンク容量は <b>約 632kL</b> 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 <b>約 79kL</b>	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(容量 <b>約 200kL</b> )の残容量(合計)は <b>約 505kL</b> であり、 7日間対応可能。
	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 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機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。

### 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

#### 3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPである。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、原子炉の出力運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心と原子炉圧力容器外の原子炉冷却材が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器破損に至る。

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については、これまで実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は、溶融炉心が水中に落下した際に形成される蒸気膜が、何らかの外乱によって崩壊した際に、瞬時の圧力伝播を生じ、大きなエネルギーを発生させる事象である。ただし、外部からの強制的なトリガを与えない限り水蒸気爆発は発生しないという結果が得られている。原子炉格納容器下部に張られた水は準静的であり、外部トリガが与えられる状況は考えにくい。また、外部トリガを与えた場合でも水蒸気爆発に至らなかったケースが複数確認されている。これまでに行われた実験では、実ウランを用いた場合とアルミナ等の模擬混合物を用いた場合の結果が報告されており、模擬混合物を用いた場合は水蒸気爆発が発生したものの、実ウランを用いた場合には、実機で想定し難い過熱度を与えた場合を除いて水蒸気爆発が発生していない。この理由としては、二酸化ウランの混合物の方が模擬混合物を用いた場合に比べて過熱度が小さく、二酸化ウラン混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化し易いため、水蒸気爆発の発生を抑制した可能性等が考えられている。また、水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく、大規模な水蒸気爆発には至っていない。特に二酸化ウランを用いた場合の機械的エネルギー変換効率の評価結果は全て1%未満である。この理由としては、二酸化ウランは密度が高いために溶融コリウムの粒子径が小さくなり、固化が促進されて水蒸気爆発への寄与が小さくなった可能性等が考えられている。このことから、実機において大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

また、水蒸気爆発とは別に、溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器圧力の上昇（以下、「圧力スパイク」と言う。）が発生する。上記のとおり、現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから、本評価では、圧力スパイクについてその影響を評価する。

(添付資料 3.3.1, 3.3.2)

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器を冷却及び除熱し、熔融炉心から原子炉格納容器下部の原子炉冷却材への伝熱による、水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、熔融炉心の落下後は、格納容器下部注水系（常設）によって熔融炉心を冷却するとともに、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。その後、代替循環冷却、格納容器圧力逃がし装置又は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って原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する。

### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器下部への熔融炉心落下を想定するが、この状況では、原子炉格納容器下部における「熔融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から、熔融炉心落下前に格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への水張りが行われている。このため、本格納容器破損モードへの格納容器破損防止対策ではないものの、熔融炉心落下時には原子炉格納容器下部に水が張られた状態を想定する。なお、この水張り深さは、「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」に伴う圧力スパイク及び水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ、「熔融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して約 2m としている。

また、その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は、「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)の a から i に示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は、「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)に示す f 及び g である。なお、f の原子炉格納容器下部への注水は、原子炉格納容器下部における「熔融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から実施するものであるが、原子炉格納容器下部に熔融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」への影響も考慮して原子炉格納容器下部への注水量及び原子炉格納容器下部の水位を定めていることから、本格納容器破

損モードの対策として整理した。

(添付資料 3.3.3)

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.1 から図 3.2.4 である。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.2 及び図 3.2.3 である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### 3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態を TQUV とし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）」である。ここで、逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は、プラント損傷状態が TQUV であるため、事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。

また、1.2.2.1(3)c に示す通り、プラント損傷状態の選定では、水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し、溶融炉心の内部エネルギーの観点でより厳しいと考えられる TQUV を選定した。一方、プラント損傷状態を LOCA とする場合、事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。この時の圧力スパイクへの影響については、解析条件のうち初期条件の不確かさとして評価する。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」と同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV とし、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態を TQUX としており、異なるプラント状態を選定している。しかしながら、どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、これらの格納容器破損モードについては同じ事故シーケンスで評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，原子炉圧力容器における炉心損傷後のリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器破損及び原子炉格納容器における炉心損傷後の原子炉圧力容器外FCI（熔融炉心細粒化），原子炉圧力容器外FCI（デブリ粒子熱伝達）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シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより格納容器圧力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，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については，「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。

## (3) 有効性評価の結果

原子炉圧力，原子炉水位，格納容器圧力，格納容器温度，格納容器下部の水位及び注水流量の推移を図3.3.1から図3.3.6に示す。

### a. 事象進展

事象進展は「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### b. 評価項目等

圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，約 0.50MPa [gage]に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，格納容器限界圧力の 0.62MPa [gage]を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。

圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は，約 148℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，格納容器限界温度の 200℃を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。

本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目について，格納容器圧力を評価項目への対策の有効性を確認するためのパラメータとして対策の有効性を確認した。なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)及び(2)の評価項目については「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）」にて評価項目を満足することを確認している。また，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(8)の評価項目の評価結果については「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。

### 3.3.3 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。

原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用では、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器破損に至り、熔融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下して大きいエネルギーを発生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、熔融炉心落下前の格納容器下部注水（常設）による水張り操作とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、リロケーション、熔融炉心落下速度、細粒化量及び原子炉格納容器下部のプール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。これまでのFCI実験の知見からは、実機条件においては、原子炉格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外の熔融炉心－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと考えられる。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初の実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間の不確かさは小さく、また、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は

小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして、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が、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、リロケーション開始時間の不確かさは小さく、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損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。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、熔融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、デブリ粒子径の感度解析より、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されている。また、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 3.3.4, 3.3.5）

#### 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内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では，格納容器圧力挙動への影響は小さいことが確認されており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）では，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては，短期的な挙動は緩慢な挙動となるものの模擬できており，また，長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となる。このため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており，炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。また，原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による原子炉格納容器圧力上昇に対する感度が小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より，最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが，早まる時間はわずかであり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，エントレインメント係数，デブリ粒子径の感度解析より，原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認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小さい。

（添付資料 3.3.4, 3.3.5）

### (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3.2.2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やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉格納容器下部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始が遅くなる。初期条件の外部水源の温度は、解析条件の50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）に対して最確条件は約30℃～約50℃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には原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり、原子炉圧力容器破損時のプール水温度が低くなる可能性があるが、注水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。

事故条件の起因事象は、原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。起因事象として大破断LOCAを仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるが、原子炉圧力容器破損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。

(添付資料3.3.4, 3.3.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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、熔融炉心の持つエネルギーが小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の外部水源の温度は、解析条件の50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）に対して最確条件は約30℃～約50℃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には原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり、原子炉圧力容器破損時における原子炉格納容器下部のプール水温度が低くなる可能性があるが、原子炉格納容器下部のプール水温度が低い場合は発生する蒸気量

の低下が考えられ、圧力スパイクによる格納容器圧力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。

事故条件の起因事象は、原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。起因事象として大破断LOCAを仮定した場合、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり、圧力スパイクの最大値が本評価の結果に比べて高い値となる可能性が考えられることから、事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定して感度解析を実施した。この場合、事象発生から約6.4時間後に原子炉圧力容器破損に至り、圧力スパイクの最大値は約0.48MPa[gage]となったが、圧力スパイクの最大値は本評価の結果と同程度であり、限界圧力の0.62MPa[gage]以下であることから、評価項目を満足する。

(添付資料3.3.4, 3.3.6)

#### 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

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、解析上の操作時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始（事象発生から約3.7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、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら熔融炉心の原子炉格納容器下部への移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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。

(添付資料3.3.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、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。

（添付資料3.3.4）

(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。

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作については、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間であり、事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。

（添付資料3.3.4）

(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。

### 3.3.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.2.4と同じである。

### 3.3.5 結論

格納容器破損モード「原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、熔融炉心と原子炉压力容器外の原子炉冷却材が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器が破損することが特徴である。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI発生）」について、有効性評価を行った。

上記の場合には、水蒸気発生によって圧力スパイクが発生するが、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器限界圧力の0.62MPa[gage]を下回るため、原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。また、安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、原子炉格納容器バウンダリの機能は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。

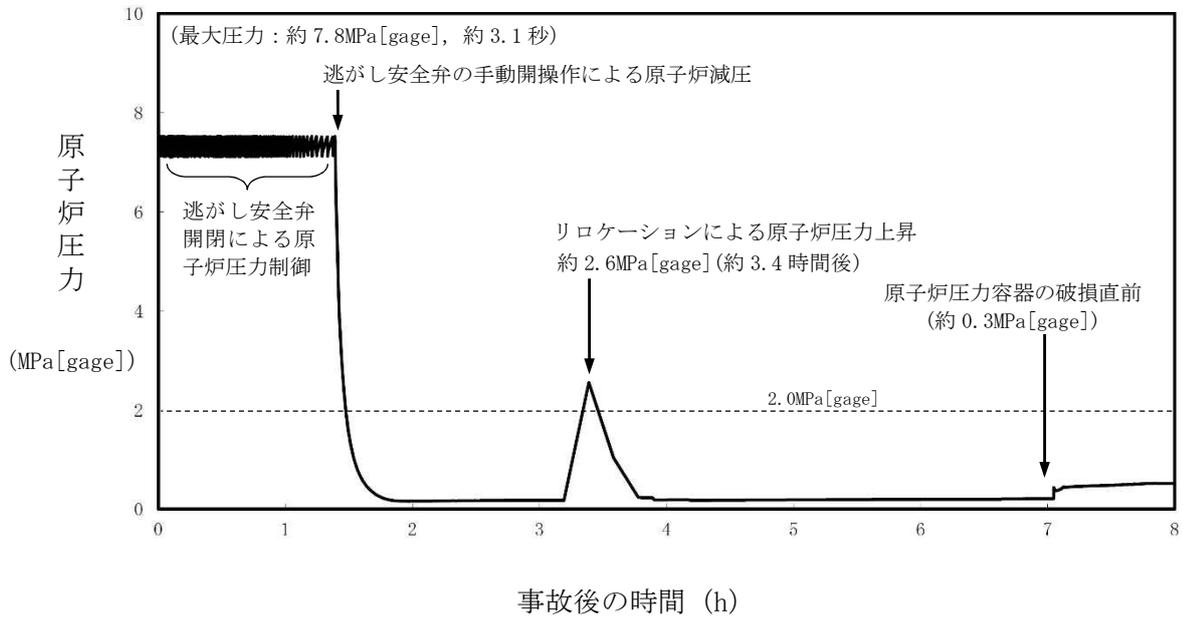


図 3.3.1 原子炉圧力の推移

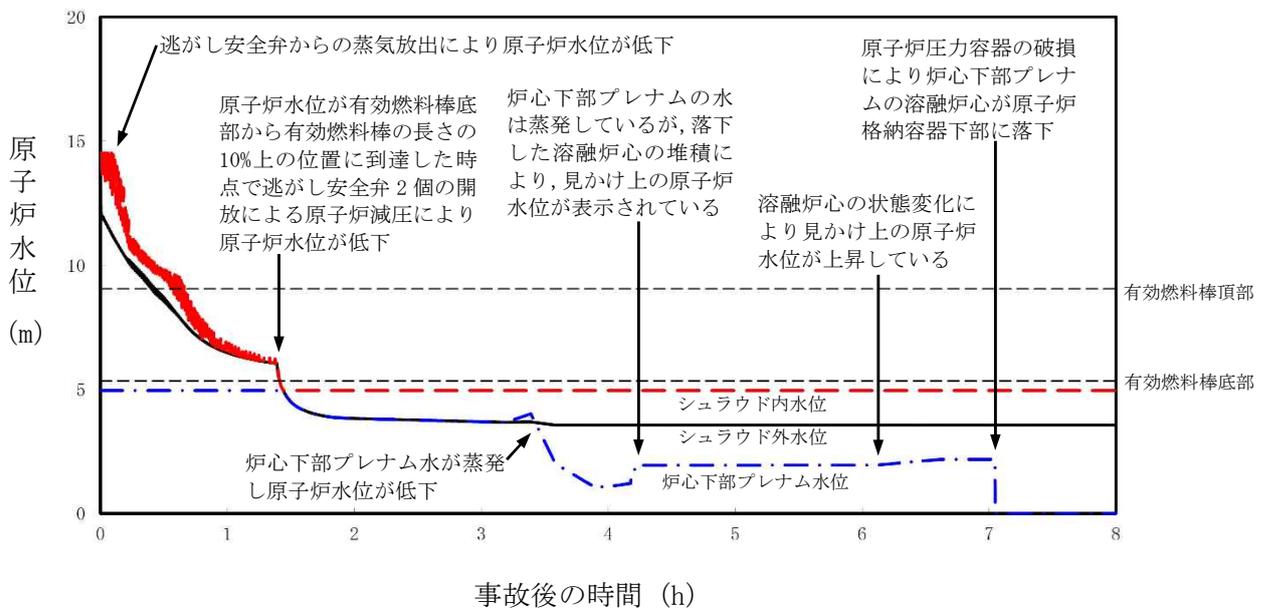


図 3.3.2 原子炉水位の推移

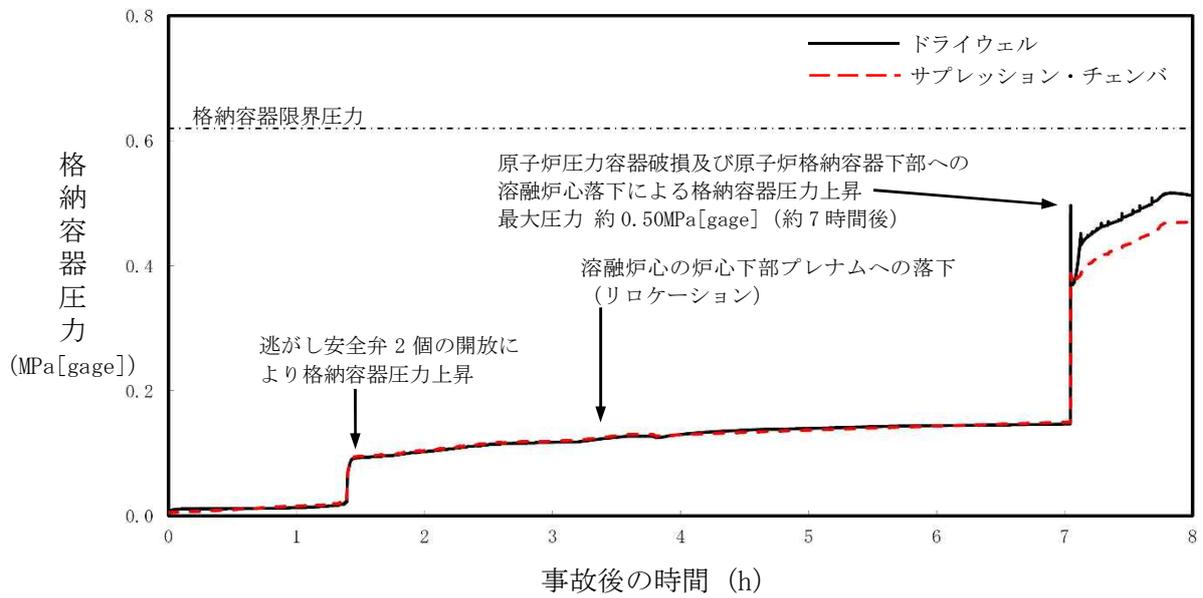


図 3.3.3 格納容器圧力の推移

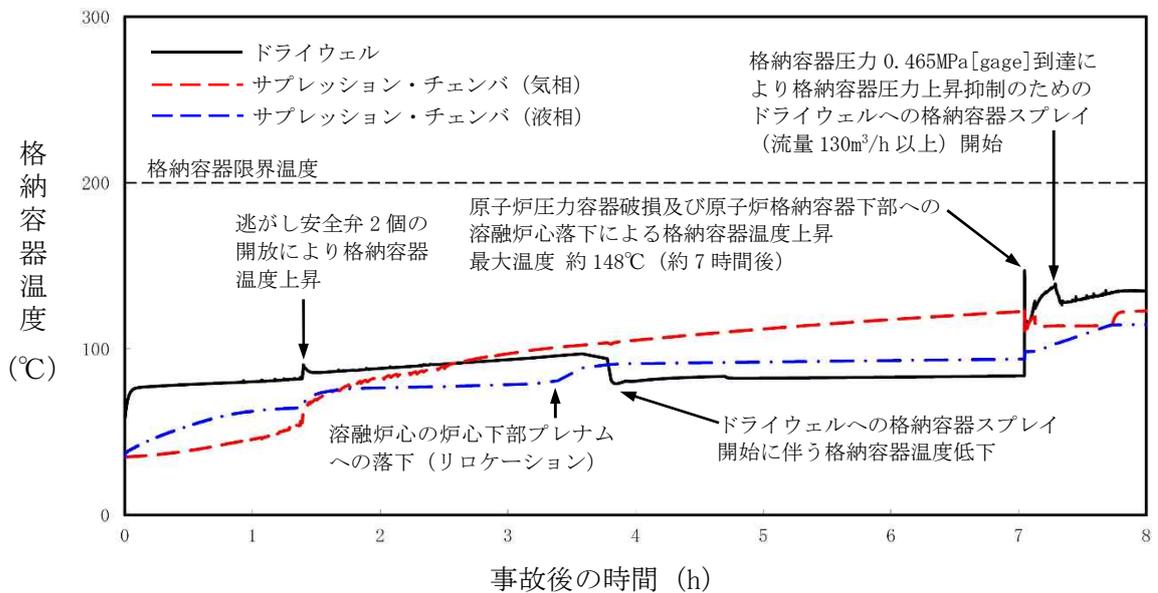


図 3.3.4 格納容器温度の推移

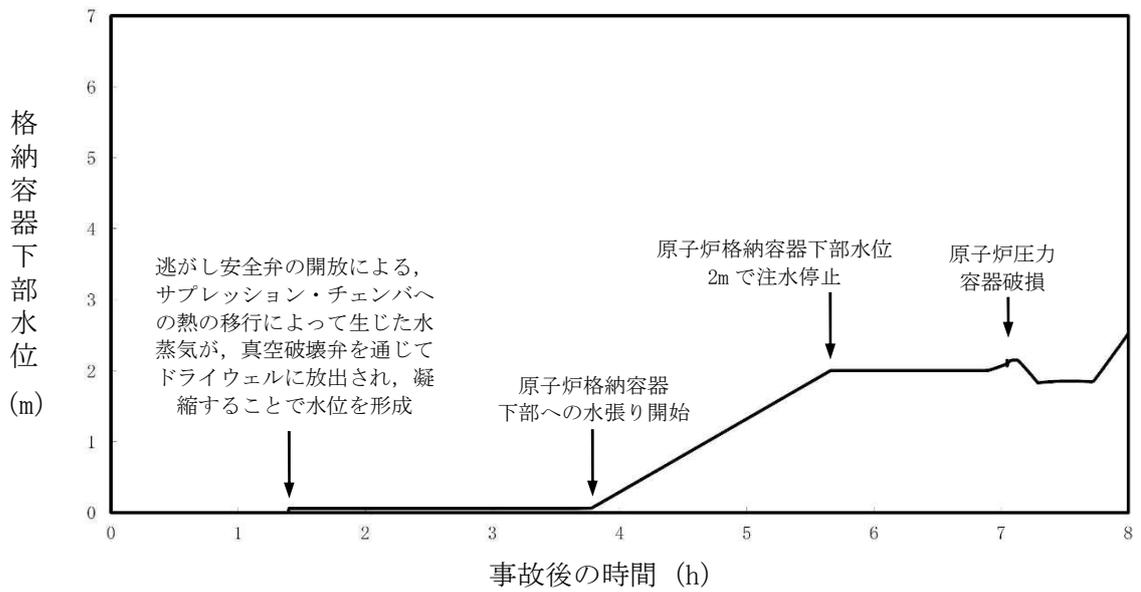


図 3.3.5 格納容器下部水位の推移

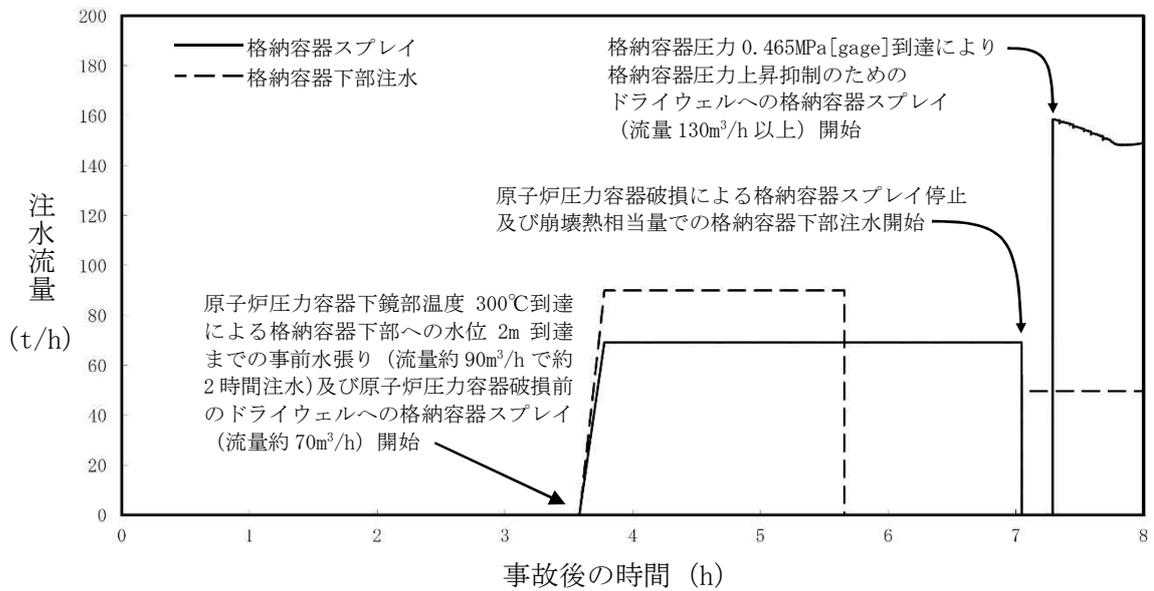


図 3.3.6 注水流量の推移

## 原子炉压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

## 1. 炉外 FCI の概要

炉外 FCI は、溶融炉心が原子炉压力容器の破損口から放出された際に、溶融炉心と原子炉压力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる事象である。このときに発生するエネルギーが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損する可能性がある。この圧力上昇については激しい水蒸気生成による場合（圧力スパイク）に加えて水蒸気爆発によって衝撃波が生じる場合が考えられるが、これまでの知見から、水蒸気爆発の発生の可能性は極めて低いと考えられている。FCI に関するこれまでの知見の概要を次に整理する。

2. 過去の実験結果の整理<sup>[1]</sup>

過去に実施された比較的大規模な実験の概要及び結果を以下に示す。

## 2.1 FARO 実験

FARO 実験は、イタリアのイスプラ研究所において実施された実験で、压力容器内での FCI を調べることを主な目的とした試験である。多くの実験は高圧・飽和水条件で実施されているが、压力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。

図 2.1 に試験装置の概要図を示す。試験装置は主にくつぼと保温容器で構成されている。くつぼ内で溶融させたコリウムを一度リリースベッセルに保持し、その底部にあるフラップを開放することにより溶融コリウムを水プールに落下させる。溶融物落下速度は、リリースベッセルの圧力を調整することにより調整可能である。

実験は、酸化物コリウム（80wt%  $UO_2$ +20wt%  $ZrO_2$ ）または金属 Zr を含むコリウム（77wt%  $UO_2$ +19wt%  $ZrO_2$ +4wt% Zr）を用いて実施された。

表 2.1 に試験条件及び試験結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

溶融コリウムの粒子化量について、高圧条件・低サブクール水条件においては水深約 1m の場合で溶融コリウムの約半分が粒子化し、残りはジェット状でプール底面に衝突し、パンケーキ状に堆積したとの結果が得られている。また、低圧条件・サブクール水条件では、全てのコリウムは粒子化した。

さらに、粒子の質量中央径は 3.2mm～4.8mm であり、試験パラメータ（初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度）に依存しないことが報告されている。

## 2.2 COTELS 実験

COTELS 実験は、(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり、圧力容器底部が溶融破損して溶融コリウムが原子炉格納容器床面上の水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生有無を調べることを目的に実施された。図 2.2 に実験装置の概要図を示す。実験は、重大事故時の溶融コリウム成分を模擬するため、比較的多くの金属成分を含む模擬コリウム (55wt%  $UO_2$ +5wt%  $ZrO_2$ +25wt%  $Zr$ +15wt% SUS) が用いられた。また、多くの実験ケースはプール水深 40cm, 飽和水温度で実施されている

表 2.2 に実験条件及び結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

プールに落下した溶融コリウムはほとんどが粒子化し、落下速度が大きいケースでは、全てのコリウムが粒子化するとの結果が得られている。

また、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、粒径分布に大きな差はなく、質量中央径で 6 mm 程度であり、落下速度が大きいケースでは粒子径は小さくなっている。

## 2.3 KROTOS 実験

KROTOS 実験はイスプラ研究所で実施された実験であり、FARO 実験が高圧条件を主目的として実施されたのに対して、KROTOS 実験では、低圧・サブクール水を主として実施が行われている。

図 2.3 に実験装置の概要図を示す。本実験では模擬コリウムとして  $UO_2$  混合物 (80%  $UO_2$ +20%  $ZrO_2$ ) またはアルミナを用いた実験を行っている。また、外部トリガ装置によりトリガを与えることで、水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。

表 2.3 に実験条件及び結果を示す。

アルミナを用いた実験では、サブクール水 (ケース 38, 40, 42, 43, 49) の場合、外部トリガ無しで水蒸気爆発が発生、低サブクール水 (ケース 41, 44, 50, 51) の場合、外部トリガがある場合 (ケース 44) に水蒸気爆発が発生した。一方、 $UO_2$  混合物を用いた実験では、サブクール度が 4~102K の場合、外部トリガ無しでは水蒸気爆発が発生せず、外部トリガありの場合でも水プールのサブクール度が高い場合 (ケース 52) に水蒸気爆発が観測されている。

これらの差異として、粒子径はアルミナの 8~17mm に対し  $UO_2$  混合物は 1~1.7mm であり、 $UO_2$  混合物の方が小さく、粒子化直後の表面積が大きいため粗混合時に水プールが高ボイド率となり、トリガの伝播を阻害した可能性がある。また、アルミナは比重が小さいことから水面近傍でブレイクアップし、径方向に拡がったことによりトリガが伝搬しやすくなったと考えられている。一方、 $UO_2$  混合物は、粒子表面と水が接触した直後に表面が固化することにより蒸気膜が崩壊した際の微粒子化が起こりにくく、これが一つの要因となって水蒸気爆発の発生を阻害すると考えられる。

## 2.4 TROI 実験

TROI 実験<sup>[2]</sup>は、韓国原子力研究所 (KAERI) で実施されている実験であり、2007 年から 2012 年までは、KROTOS 実験とともに OECD/NEA の SERENA プロジェクトとして実施された実験である。実験装置の概要図を図 2.4 に示す。また、実験条件及び実験結果を表 2.4 に示す。

ZrO<sub>2</sub>を用いた実験では外部トリガリングを与えていないが、圧力スパイクや水蒸気爆発が発生した実験がある。一方、UO<sub>2</sub>/ZrO<sub>2</sub>の混合物を用いた実験では、異なった条件による内部トリガリングを発生させるため、または外部トリガリングによる水蒸気爆発時の発生エネルギーを変えるため、混合物の割合、水深及び混合物量等の様々な条件により実験を実施し、数ケースでは水蒸気爆発が発生している。TROI 実験で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・自発的な水蒸気爆発が生じた実験は、融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり、その他の実験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。
- ・水深が深い場合 (130cm) には、内部トリガリングによる水蒸気爆発は発生していない。水深が深いことにより、溶融物粒子が底部に到達するまでの沈降時間が長くなり、溶融物粒子が固化しやすい状況となる。このため、溶融物粒子が底部に接触することで発生するトリガリングの可能性は低減する可能性がある<sup>[3]</sup>。

## 3. まとめ

上記の実験結果から、UO<sub>2</sub>を用いた実験では、外部トリガを与えた一部の場合及び融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えた場合を除いて炉外 FCI における水蒸気爆発は確認されていない。

KROTOS 実験の実験 No. 52 (表 2.3 参照) が、外部トリガを与えた中で水蒸気爆発が確認されている実験結果である。KROTOS 実験の実験 No. 52 の実験結果は、他の外部トリガを与えた実験結果と比較してサブクール度が高いが、FARO 実験の実験 No. L-31, L-33 (表 2.1 参照) と同等のサブクール度であることから、サブクール度が高い場合であっても外部トリガが与えられない限り水蒸気爆発が発生する可能性は低いと考える。また、溶融炉心が落下する際の原子炉格納容器下部は準静的な状態と考えられることから、外部トリガが与えられる可能性は考えにくく水蒸気爆発が発生する可能性は小さいものとする。

TROI 実験では UO<sub>2</sub> 混合物を用いた場合でもトリガなしで水蒸気爆発が発生している例 (TROI-10, 12, 13, 14) が報告されている。TROI-10, 12 は、溶融物温度が 3800K 程度の高い温度での実験条件である。また、TROI-13, 14 の溶融物温度は、それぞれ 2600K, 3000K であるが、TROI-13 では、温度計測に問題があり実際には 3500K 以上と推測されている。また、TROI-14 では、二つの温度計が異なる最高温度 (4000K, 3200K) を示しており、温度計測の不確かさが大きいとされている。以上を踏まえると、TROI 実験の溶融物温度はかなり高い

実験条件と考えられ、他の実験で想定しているような実機条件に近い溶融物温度では水蒸気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられる。

#### 4. 参考文献

- [1] 社団法人日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」平成12年3月
- [2] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012
- [3] J.H. Kim, et al, The Influence of Variations in the Water Depth and Melt Composition on a Spontaneous Steam Explosion in the TROI Experiments, Proceedings of ICAPP' 04
- [4] J.H. Song, Fuel Coolant Interaction Experiments in TROI using a  $UO_2/ZrO_2$  mixture, Nucl. Eng. Des., 222, 1-15, 2003
- [5] J.H. Kim, Results of the Triggered Steam Explosions from the TROI Experiment, Nucl. Tech., Vol.158 378-395, 2007

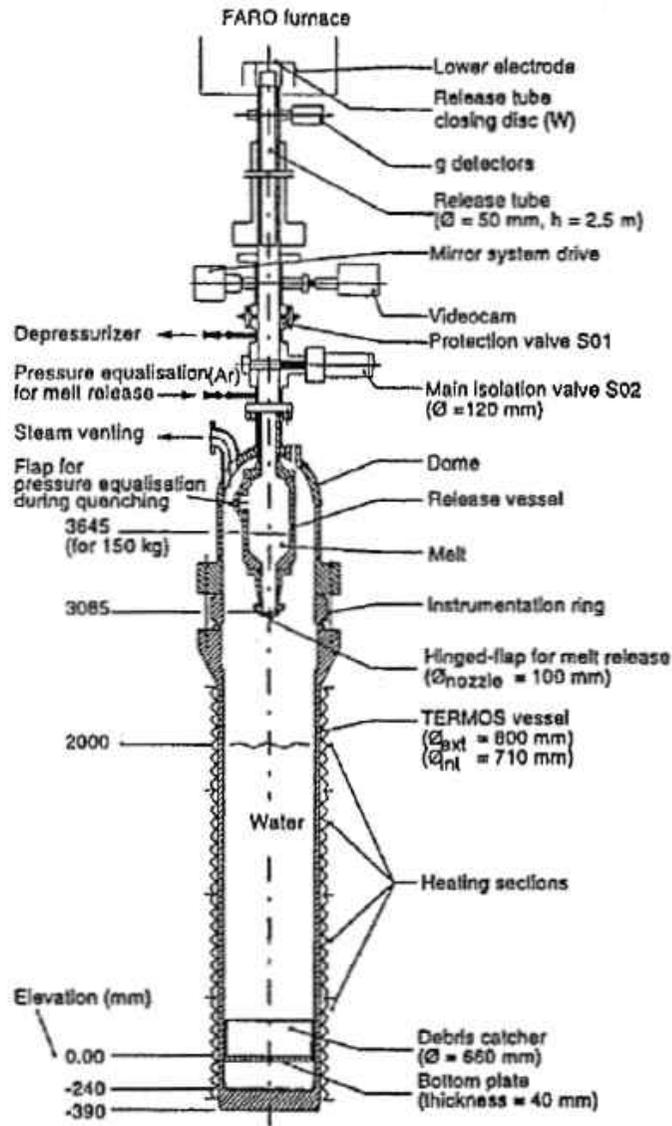


図 2.1 FARO 試験装置

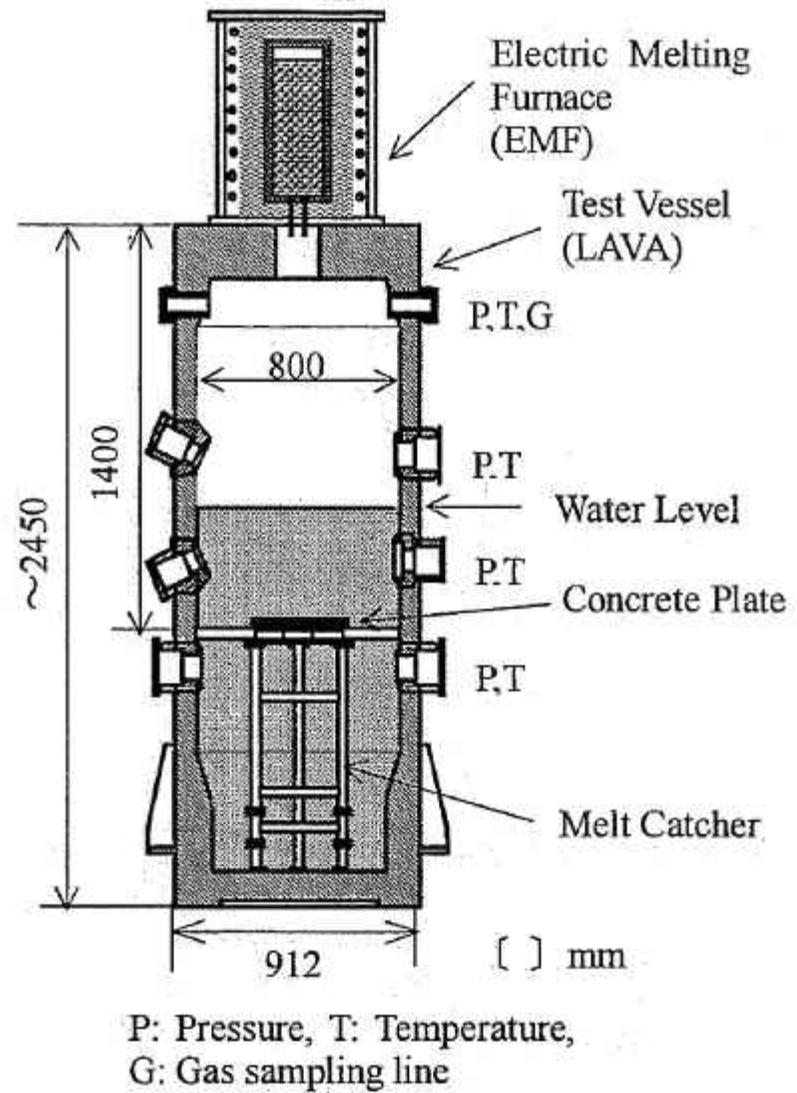


図 2.2 COTELS 試験装置

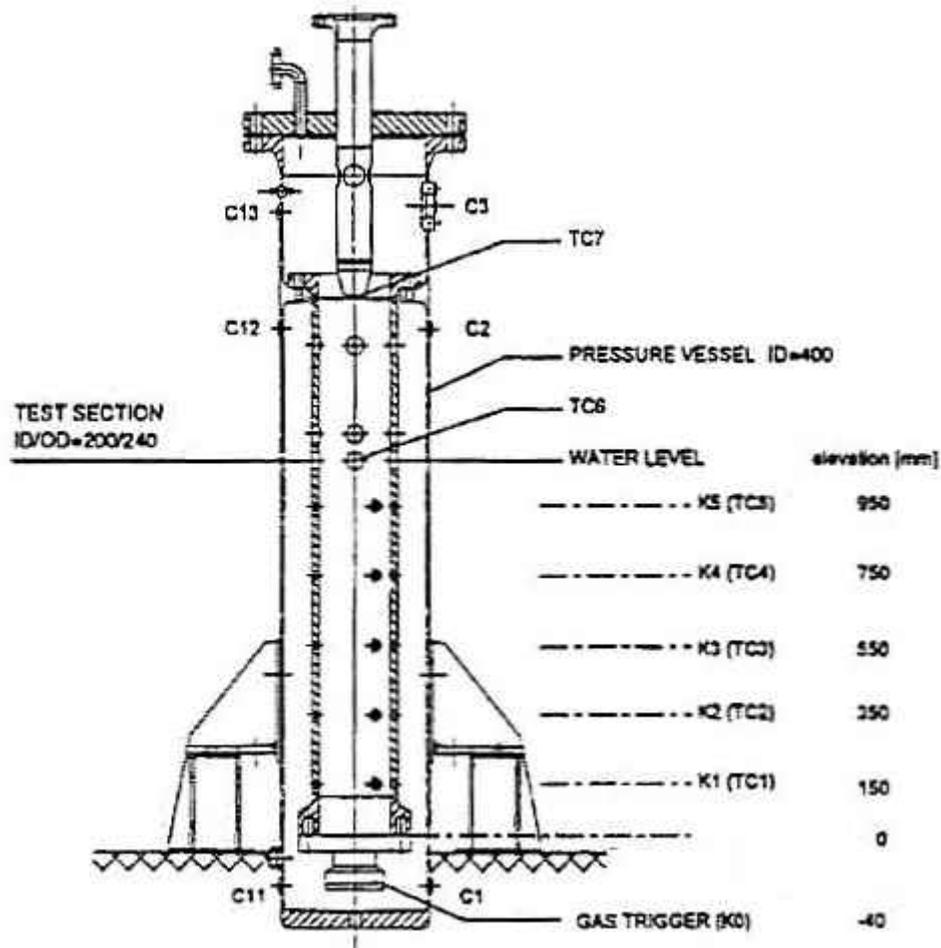
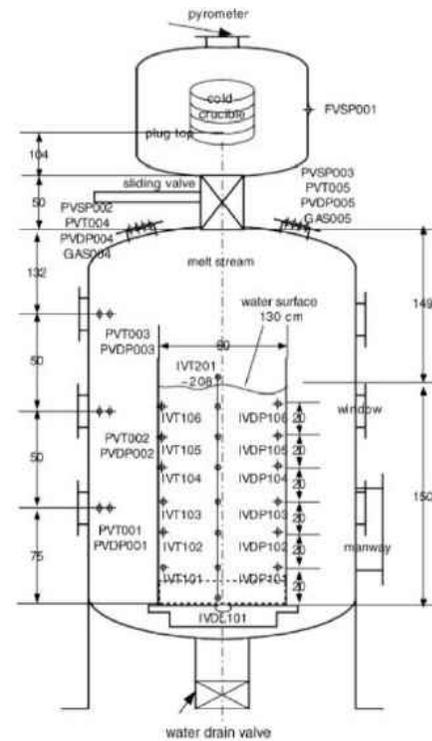


図 2.3 KROTOS 試験装置

2. set up  
(surely from TROI-50 experiment)

Expl.:

- IVDP - water dynamic pressure
- PVT - pressure vessel temperature
- PVDP - pressure vessel dyn. pressure
- PVSP - pressure vessel static press.
- IVDL - bottom dynamic load
- IVT - water temperature

図 2.4 TROI 試験装置

表 2.1 FARO 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	溶融物落下 粒径[mm]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
L-06	A	18	2923	100	5.0	0.87	0	無
L-08	A	44	3023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2823	100	5.0	2.00	2	無
L-14	A	125	3123	100	5.0	2.05	0	無
L-19	A	157	3073	100	5.0	1.10	1	無
L-20	A	96	3173	100	2.0	1.97	0	無
L-24	A	177	3023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	129	3023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3052	100	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3070	100	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2990	100	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3070	100	0.4	1.60	124	無

※ A: 80wt% UO<sub>2</sub>+20wt% ZrO<sub>2</sub>

B: 77wt% UO<sub>2</sub>+19wt% ZrO<sub>2</sub>+4wt% Zr

表 2.2 COTELS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無

※ C: 55wt% UO<sub>2</sub>+5wt% ZrO<sub>2</sub>+25wt% Zr+15wt% SUS

表 2.3 KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	外部トリガ の有無	FCI発生の 有無
38	アルミナ	1.53	2665	0.10	1.11	79	無	有
40	アルミナ	1.47	3073	0.10	1.11	83	無	有
41	アルミナ	1.43	3073	0.10	1.11	5	無	無
42	アルミナ	1.54	2465	0.10	1.11	80	無	有
43	アルミナ	1.50	2625	0.21	1.11	100	無	有
44	アルミナ	1.50	2673	0.10	1.11	10	有	有
49	アルミナ	1.47	2688	0.37	1.11	120	無	有
50	アルミナ	1.70	2473	0.10	1.11	13	無	無
51	アルミナ	1.79	2748	0.10	1.11	5	無	無
37	コリウム※	3.22	3018	0.10	1.11	77	有	無
45	コリウム※	3.09	3106	0.10	1.14	4	有	無
47	コリウム※	5.43	3023	0.10	1.11	82	有	無
52	コリウム※	2.62	3023	0.20	1.11	102	有	有

※ コリウム: 80% UO<sub>2</sub>+20% ZrO<sub>2</sub>

表 2.4 TROI 試験の試験条件及び FCI 発生の有無<sup>[2][3][4][5]</sup>

実験名	実験ケース	溶融物組成 (%)	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部 トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー 変換効率(%)	
TROI	1	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	5	>3373	0.1	365	0.67	-	Steam Spike	-	
	2	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	5.5	>3373	0.1	365	0.67	-	No	-	
	3	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	4.88	>3373	0.1	323	0.67	-	No	-	
	4	ZrO <sub>2</sub> /Zr (99/1)	4.2	>3373	0.1	292	0.67	-	Yes	-	
	5	ZrO <sub>2</sub> /Zr (98.5/1.5)	2.9	3373	0.1	337	0.67	-	Yes	-	
	9	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	4.3	3200	0.1	296	0.90	-	No	-	
	10	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8.7	3800	0.117	298	0.67	-	Yes	-	
	11	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	9.2	>3800	0.111	296	0.67	-	No	-	
	12	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8.4	3800	0.11	293	0.67	-	Yes	-	
	13	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	7.7	2600 <sup>(注1)</sup>	0.108	292	0.67	-	Yes	0.40%	
	14	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	6.5	3000 <sup>(注2)</sup>	0.105	285	0.67	-	Yes	-	
	17	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)						-	No	-	
	18	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	9.1					-	-	-	
	21	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	3000	0.110	298	1.30	No	No	-	
	22	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	2900	0.110	297	1.30	No	No	-	
	23	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	3600	0.110	293	1.30	No	No	-	
	24	ZrO <sub>2</sub>	9.5	3600	0.110	288	0.67	No	Yes	-	
	25	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	15.0	3500	0.110	287	0.67	No	Steam Spike	-	
	26	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (80/20)	17.0	3300	0.106	283	0.67	No	Steam Spike	-	
	29	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (50/50)	11.5					-	No	-	
	32	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (87/13)						-	No	-	
	34	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	10.5	~3000			341	0.67	Yes	Yes	0.63
	35	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	8	~3000	0.110		334	1.30	Yes	Yes	0.21
	36	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	5.3	~3000			305	0.95	Yes	Yes	0.50
	37	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	8.1	~3000	0.104		313	0.95	Yes	Yes	0.01
	38	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	5.3	~3000	0.105		288	1.30	-	No	-
	39	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (78/22)	3.4	~3000	0.106		285	1.30	-	No	-
	40	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> (70/30)	11.1	~3000	0.312		287	1.30	-	No	-
	49	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (62.3/15/11.7/11)	15.96	2730(3360)					-	-	-
	50	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (59.5/18/11.9/10.6)	14.46						-	-	-
	51	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (60.5/16.7/12.1/10.7)	6.3 (14.2 load)	2695(3420)	0.115		294	1.30	Yes	Yes	-
	52	UO <sub>2</sub> /ZrO <sub>2</sub> /Zr/Fe (61/16/12/11)	8.6 (14.1 load)	2650	0.116		285	1.30	Yes	Steam Spike	-

(注1) 参考文献[4]によれば温度計測に問題があり、実際には 3500K 程度以上と推測されている。

(注2) 参考文献[4]によれば二つの温度計が異なる最高温度 (4000K, 3200K) を示しており、計測の不確かさが大きいとされている。

## 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

## 1. 評価の目的

熔融炉心が原子炉圧力容器の破損口から落下した際に水蒸気爆発が発生する可能性は、これまでの知見からも極めて低いと考えられる。しかしながら、水蒸気爆発が発生した場合についても考慮し、原子炉格納容器の健全性に対する影響を確認しておくことは、原子炉格納容器下部への水張り等の格納容器破損防止対策の適切性を確認する上でも有益な参考情報になると考える。このため、ここでは熔融炉心落下時の水蒸気爆発の発生を仮定し、水蒸気爆発が生じた際の原子炉格納容器の健全性を評価した。

## 2. 評価に用いた解析コード等

水蒸気爆発の影響を評価するにあたっては、熔融燃料-冷却材相互作用によって発生するエネルギー、発生エネルギーによる圧力伝播挙動および構造応答が重要な現象となる。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水蒸気爆発解析コード JASMINE、構造応答解析コード AUTODYN-2D により圧力伝播挙動及び構造応答、格納容器圧力等の過渡応答を求める。これらの解析コードに対して構築した評価モデル及び入力の詳細は添付資料 1.5.1 の(3)に示している。熔融炉心の物性値は JASMINE コードに付属している熔融コリウム模擬のライブラリから、水蒸気爆発時の発生エネルギーを最も大きく評価するライブラリを用いた。また、これらの解析コードへの入力条件の一部は、シビアアクシデント総合解析コード MAAP を用いて評価した、「3.3 炉外の熔融燃料-冷却材相互作用」の評価結果を用いた。

(添付資料 1.5.1)

## 3. 評価条件

主要解析条件を表 1 に示す。熔融炉心は原子炉圧力容器底部の中央から落下する<sup>\*</sup>ものとし、熔融炉心が原子炉圧力容器の破損口から落下する際には、熔融炉心・コンクリート相互作用の緩和策として、原子炉格納容器下部に水位 2m の水張りが実施されているものとした。なお、応力評価の対象としている内側及び外側鋼板（厚さ 30mm）降伏応力は約 490MPa である。

<sup>\*</sup>原子炉圧力容器底部の形状から、原子炉圧力容器底部に落下した熔融炉心は原子炉圧力容器底部中央に集まり易いと考えられ、また、原子炉圧力容器底部中央は熔融炉心が堆積した場合の堆積厚さが厚く、除熱面から遠いために冷却されにくいと考えられることから、原子炉圧力容器が破損（貫通）する箇所については、原子炉圧力容器底部中央を想定した。

## 4. 評価結果

水蒸気爆発に伴うエネルギー、原子炉格納容器下部内側及び外側鋼板の応力の推移を図 1、

図 2 及び図 3 に示す。

水蒸気爆発の発生を想定した場合に原子炉格納容器下部ドライウエルの水に伝達される運動エネルギーの最大値は、約 7MJ である。このエネルギーを入力とし、原子炉格納容器下部内側及び外側鋼板にかかる応力を解析した結果、原子炉格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は約 32MPa、外側鋼板にかかる応力は約 25MPa となった。これは内側及び外側鋼板の降伏応力を大きく下回る値であり、かつ、弾性範囲内にあることから、原子炉圧力容器の支持に支障が生じるものではない。なお、構造上、原子炉格納容器下部の内側鋼板にかかる応力の方が外側鋼板にかかる応力よりも大きくなる傾向があるが、原子炉圧力容器の支持機能については原子炉格納容器下部の外側鋼板のみで維持可能である。

以上の結果から、水蒸気爆発の発生を想定した場合であっても、原子炉格納容器バウンダリの機能を維持できることを確認した。

以上

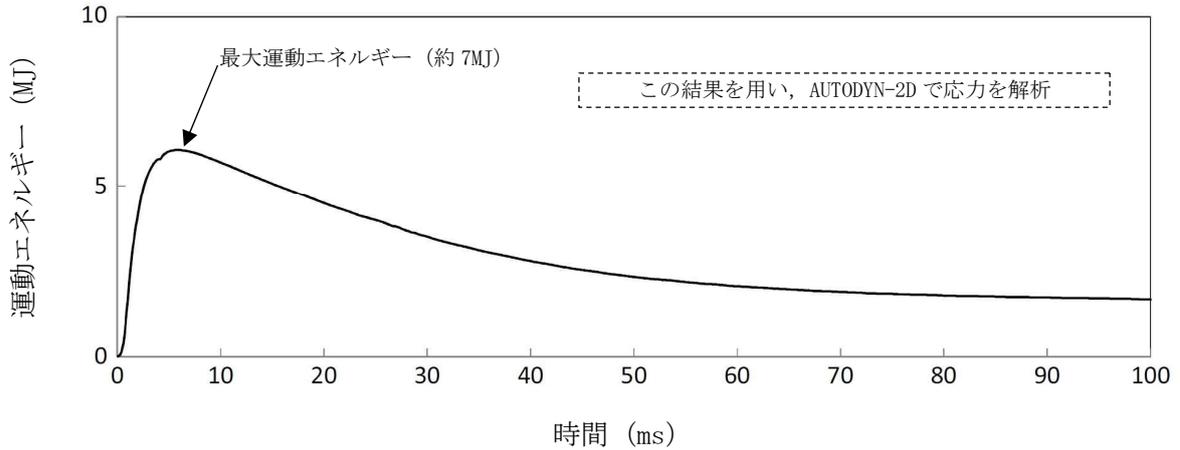


図1 水蒸気爆発によるエネルギーの推移<sup>※1</sup>

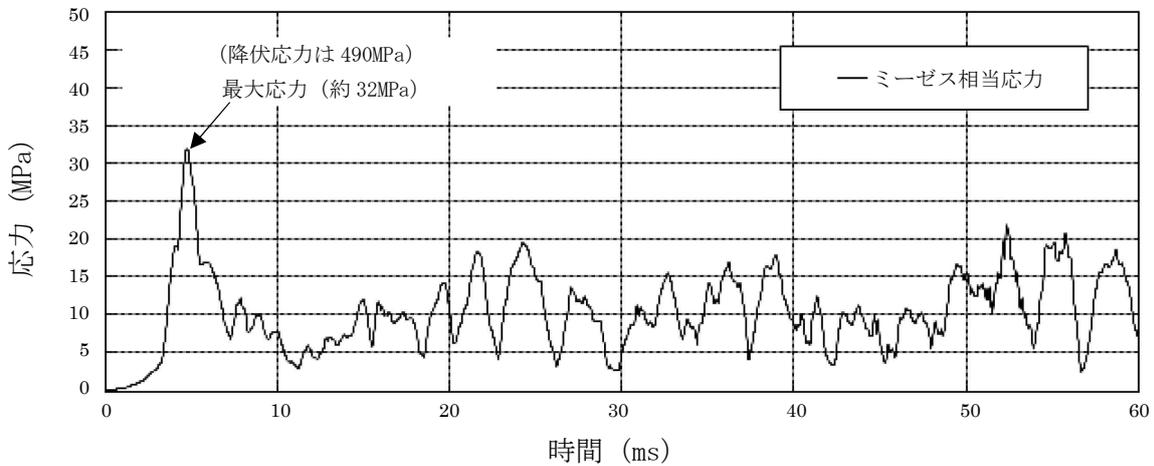


図2 原子炉格納容器下部内側鋼板の応力の推移<sup>※1</sup>

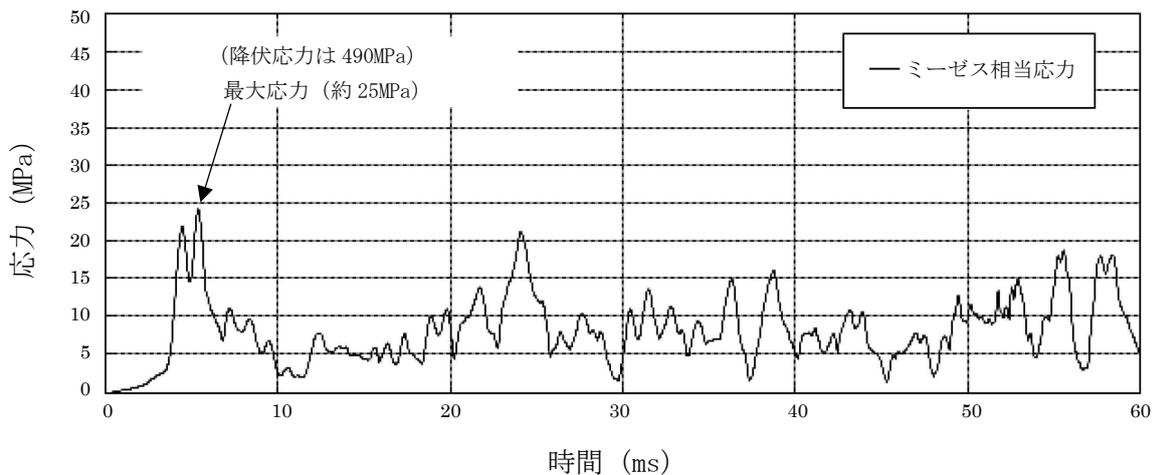


図3 原子炉格納容器下部外側鋼板の応力の推移<sup>※1</sup>

※1 JASMINE によって評価した水蒸気爆発による運動エネルギー(図 1)の最大値を AUTODYN への時刻 0 での入力とし、格納容器下部鋼板の応力の推移(図 2, 3)を評価している。このため、図 1 と図 2, 3 の時刻歴は一致しない。

表1 主要解析条件（原子炉压力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用（水蒸気爆発の評価））

解析コード	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
MAAP※	原子炉压力容器の破損径	0.2m	制御棒駆動機構ハウジング1本の外径として設定
JASMINE	ペDESTAL水深	2m	溶融炉心-コンクリート相互作用による格納容器破損防止対策として、落下した溶融炉心を微粒子化し、十分な除熱量を確保するため、予め水張りを行うものとして手順上定めている値
	原子炉格納容器下部への水張りに用いる水の温度	50℃	外部水源の水温として設定
	粗混合粒子径	4mm	FARO 試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
	爆発計算時の微粒子径	50 μm	FARO, KROTOS 等の各種試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
AUTODYN-2D	溶融炉心-冷却材相互作用による発生エネルギー	JASMINE の解析結果をもとに設定	—

※「3.3 原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」と重複する条件を除く。

## 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性

炉心の溶融が進展し、溶融炉心が原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）底部から流出するような場合には、原子炉格納容器内で発生する種々の現象の発生を防止あるいは影響を緩和することで、格納容器の破損を防止することが重要なマネジメントとなる。RPVの外において発生する現象のうち、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）に対してはその影響緩和の手段として、格納容器下部ドライウエルへの溶融炉心落下前の水張り（以下「初期水張り」という。）が有効な対策となる。一方、初期水張りによって、RPV外の溶融燃料-冷却材相互作用（以下「FCI」という。）による水蒸気爆発のリスクが生じ、初期水張りの水深によって想定される影響の程度は変化すると考えられることから、初期水張りを実施する場合には、両者の影響を考慮して水位を決定する必要がある。以下に初期水張りにおける水位設定の考え方を示す。

## 1. 格納容器下部ドライウエルへの水張りのFCIに対する影響

FCIとして生じる現象としては、急激な水蒸気発生に伴う格納容器内圧力の急激な上昇（以下「圧力スパイク」という。）及び水蒸気爆発がある。

水蒸気爆発については、 $UO_2$ 主体の溶融物が水中に落下した場合に水蒸気爆発が発生した実験例は僅かであること及び、水蒸気爆発が発生した実験は、外部トリガを意図的に与えた場合、または溶融物の温度が溶融炉心の温度を上回る程の極端に大きな過熱度で実験した場合に限られることを確認している。<sup>[1-4]</sup> また、水深 1.3m 以上の条件下での水蒸気爆発の発生は報告されておらず、実機条件に近い多くの溶融物量を落下させた実験でも水蒸気爆発の発生は報告されていない。<sup>[2, 5, 6]</sup> これらを考慮すると、実機で水蒸気爆発が生じる可能性は小さいと考える。しかしながら、仮に水蒸気爆発が発生した場合を想定すると、水深が深い方が粗混合が促進され、発生する機械エネルギーが大きくなることから、構造壁への衝撃荷重が大きくなると考えられる。

圧力スパイクは、初期水張りの水位が高い場合、水の顕熱による熱の吸収が増加することで圧力スパイクのピークが小さくなる効果と、溶融炉心の粗混合量が増加することで水への伝熱量が増加し、圧力スパイクのピークが高くなる効果が考えられる。

## 2. 格納容器下部ドライウエルへの水張りのMCCIに対する影響

格納容器下部ドライウエルへの初期水張りに失敗し、溶融炉心落下後に注水を開始した場合、これまでの知見<sup>[7-16]</sup>からは、溶融炉心上部にクラストが形成され、溶融炉心の冷却が阻害される可能性が考えられる。

一方、初期水張りを実施することで、溶融物落下時に溶融炉心が粒子化されるため、クラストの形成によるデブリ内部への熱の閉じ込めを抑制することができ、デブリ上面からの除熱と落下時の溶融炉心の急速な冷却（デブリクエンチ）に期待できる。<sup>[5, 6, 17]</sup>

### 3. 初期水張りの水位について

#### (1) 水位の設定

1. 及び 2. に示した通り、初期水張りの水位は、FCI の水蒸気爆発による格納容器への影響の観点では低い方が良く、FCI の圧力スパイク及び MCCI による格納容器への影響の観点では高い方が良い。ABWR においては、従来の炉型に比較して格納容器下部ドライウエルの床面積が広い為、熔融炉心が拡がった際に熔融炉心上面からの除熱に寄与する面積が大きく、また、熔融炉心が格納容器下部に落下した際の堆積高さが低いため、MCCI が緩和され易いという特徴がある。

以上を踏まえ、6 号及び 7 号炉においては、FCI の水蒸気爆発が発生した場合の影響を小さく抑えつつ、FCI の圧力スパイクを考慮しても原子炉格納容器バウンダリの機能が維持され、MCCI 緩和のための熔融炉心の粒子化の効果に期待できる水位として、初期水張り水位を 2m に設定している。初期水張り水位 2m における FCI、MCCI の影響や、水張りの実施可能性については、FCI、MCCI 各事象の有効性評価で示したとおり、問題が無いものとする。

#### (2) 水位の設定根拠

##### a. FCI の影響の観点

1. に示した通り、実機では水蒸気爆発が発生する可能性は小さい。しかしながら、仮に FCI の発生を前提とした場合、格納容器下部ドライウエルの水位について、水位が高い方が熔融炉心の細粒化割合が大きくなる傾向がある。この場合、細粒化した粒子から水への伝熱量が多くなるので、水蒸気爆発に伴い格納容器下部ドライウエルに与えられる荷重は大きくなる。このことから、格納容器下部ドライウエルの水深が 2m より深い場合の影響を評価し、問題が無いことを確認している。この詳細は 4. に示す。

##### b. MCCI の影響の観点

初期水張りの水深に応じて熔融炉心の一部が水中で粒子化し、急速冷却されることを考慮した上で、粒子化しなかった熔融炉心によって形成される連続層の高さを評価し、この連続層の冷却性の観点から、初期水張りの水深の妥当性を確認した。評価条件を以下に示す。

- ・ 熔融炉心の水中での粒子化割合の評価には、MAAP コードにも用いられている Ricou-Spalding 相関式<sup>[18]</sup>を用いた。
- ・ RPV の破損形態は制御棒駆動機構ハウジング 1 本の逸出を想定し、熔融物流出に伴う破損口の拡大を考慮した熔融炉心流出質量速度とした。
- ・ 粒子化した熔融炉心が連続層の上部に堆積した状態である、粒子状ベッドの冷却性については、Lipinski 0-D モデルを使用して評価している。粒子状ベッドのドライアウト熱流束と堆積したコリウムが床に均一に広がったと仮定した場合の崩壊熱除去に必要な熱流束（図 1 参照）を比較すると、粒子状ベッドのドライアウト熱流束 ( $0.8\text{MW/m}^2$  以上) は崩壊熱除去に必要な熱流束（全炉心落下で約  $0.36\text{MW/m}^2$ ）よりも十分に大きく、粒子状ベッドの冷却可能性は極めて高いことから、連続層から水への崩壊熱除去を妨げないものとした。
- ・ 落下した熔融炉心は格納容器下部床上を広がると考えられるが、これまでの実験データを

元にした解析<sup>[19]</sup>によると、初期水張りがある場合、熔融炉心の広がり距離は落下量等にもよるが5m程度となるという結果が得られている。6号及び7号炉の格納容器下部の半径は約5.3mであることから、水張りしている場合でもほぼ床全面に広がる可能性が高いと考え、熔融炉心の広がり面積を格納容器下部床全面（約88m<sup>2</sup>）とした。

また、初期水張りの水位を決定する上での設定目安は以下の通りとした。

- ・連続層が安定クラストとなり、水が連続層内に浸入せず、連続層の熱伝導が除熱の律速条件になると仮定して評価したところ、連続層厚さ15cmまでは、連続層が安定クラスト化していても連続層上面からの除熱によってコンクリートを分解温度以下に維持できる（MCCIの進展を防止可能）という結果（図2参照）が得られたため、連続層厚さが15cmとなる水深を初期水張りの設定目安とした。

上記の評価条件を元に、水張り水深と熔融炉心落下量をパラメータとして、連続層堆積高さを評価した。評価結果を図3に示す。

評価結果を上記の初期水張りの水位の設定目安に照らすと、初期水張りの水位が2m程度の場合、熔融炉心落下量が全炉心の70%であれば連続層の高さを15cm以下にすることができ、初期水張りの水位が3m程度の場合、熔融炉心落下量が全炉心の100%の場合でも連続層の高さが15cm以下になることを確認した。

以上の結果を考慮し、初期水張りの水位は2mとしている。有効性評価では熔融炉心が全量落下するものとして評価しているものの、落下割合には不確かさがあることや熔融炉心落下後には崩壊熱相当の注水を実施する手順としていること及び実機スケールではクラストへの水の浸入に期待できるという知見を踏まえると、現状の初期水張りの水位の設定は妥当と考える。また、2mの初期水張りについては、事象発生から熔融炉心落下までの時間余裕の中で十分に対応可能な操作である。

また、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉について、MCCIに対して保守的な評価条件を設定した上で、初期水張りの有効性を感度解析によって確認している。初期水張りの水位を2mとした場合について、熔融炉心は全量落下するものとし、熔融炉心の崩壊熱を事象発生から6時間後として、上面熱流束を格納容器圧力への依存性を考慮しない800kW/m<sup>2</sup>相当とした場合であっても、MCCIによる浸食量は数cm（床面5cm、壁面2cm）であり、初期水張りが遅れた場合を想定し、初期水張りの水位を1mとした場合であってもMCCIによる浸食量は数cm（床面7cm、壁面4cm）に留まることを確認していることから、現状の初期水張りの水位の設定に問題は無いものとする。感度解析の結果を図4に示す。

### c. まとめ

FCIについては、これまでの試験結果から、実機において格納容器の破損に至るような大規模なRPV外での水蒸気爆発の発生の可能性は小さいと考える。また、FCIの発生を前提とした評価においても、格納容器下部ドライウェルの構造損傷に伴う格納容器の破損には至らず、ま

た、十分な余裕があることを確認しており、格納容器下部への初期水張りの有無及びその水位が、格納容器の健全性に影響を与えるものではないと判断している。

上記を踏まえ、格納容器下部ドライウエルに溶融炉心が落下する状況に対しては、格納容器下部ドライウエルに2mの初期水張りまで注水を実施する運用としている。

#### 4. 格納容器下部の水位上昇の影響

事故対応の中で格納容器スプレイを実施すると、リターンラインを通じたサプレッション・チェンバ・プールからの流入やベント管を通じた流入によって冷却材が格納容器下部ドライウエルに流れ込み、下部ドライウエル水位を上昇させる場合がある。ここでは、FCIの有効性評価で設定したRPV破損に至るシナリオにおいて、格納容器下部ドライウエルへの初期水張りの水位が上昇していた場合を想定し、その際のFCIへの影響を評価した。

##### a. 溶融炉心落下前の下部ドライウエル水位上昇の可能性

溶融炉心落下前の格納容器下部ドライウエルへの初期水張りの他に格納容器下部ドライウエルの水位を増加させる要因としては、格納容器スプレイによる冷却材が格納容器下部ドライウエル壁面の連通孔とベント管の間から流入する場合が考えられる。連通孔とベント管は、その間に隙間があるものの、上下に連続して設置されているため、格納容器スプレイによる冷却材は、基本的には連通孔からベント管に流れ落ちると考えられるが、仮に格納容器スプレイの水が全て格納容器下部ドライウエルに流入したとしても、今回の申請において示した解析ケースにおいて、格納容器下部ドライウエルに形成される水位は4m以下である。ただし、初期水張り操作による注水と格納容器スプレイの水の流入を合わせて形成される格納容器下部水位が2mに到達した時点で格納容器下部ドライウエルへの初期水張り操作を停止するものとした。

また、LOCAを伴う場合には、破断口から流出した冷却材が格納容器下部ドライウエルに流入する可能性、及び、格納容器スプレイによる冷却材の流入の可能性が考えられるが、LOCAによって原子炉圧力容器から流出する冷却材は飽和蒸気であり、サブクールが小さい。このため、LOCAによって流出した冷却材によって水位が形成された格納容器下部ドライウエルでの水蒸気爆発の発生を仮定しても、発生する運動エネルギーは小さいものと考えられる。

##### b. 評価条件

溶融炉心が格納容器下部ドライウエルに落下する前に、格納容器下部にリターンラインまでの高さ(7m)の水位が形成されているものとした。この水位は上記「a. 溶融炉心落下前の下部ドライウエル水位上昇の可能性」に照らして十分に高いと考える。その他の解析条件は、添付資料3.3.2において設定した評価条件と同様とした。

##### c. 評価結果

水蒸気爆発による影響と、水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇(圧力スパイク)による影響を評価した。以下にその結果を示す。

## (1) 水蒸気爆発

水蒸気爆発によって格納容器下部の水に伝達される運動エネルギーの評価結果を図 5 に示す。最大値は約 16MJ であり、水位 2m の場合（約 7MJ）と比べて約 2 倍に増加している。

このエネルギーを入力とした応力の解析結果を図 6 及び図 7 に示す。格納容器下部ドライウエルの内側鋼板の最大応力は約 278MPa であり、水位 2m の場合の約 32MPa と比べて約 9 倍に増加している。また、格納容器下部ドライウエルの外側鋼板の最大応力は約 168MPa であり、水位 2m の場合の約 25MPa と比べて約 7 倍に増加している。格納容器下部ドライウエルの内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており、格納容器破損に至るおそれはないと考える。

また、初期水張りの水位が上昇すると、水面と RPV 底部の距離が短くなる。このことにより、水蒸気爆発に伴う瞬間的な水面の上昇が生じた際に、水面が RPV 底部に到達することによって、RPV 底部に圧力波が伝搬し、RPV の支持構造に影響を及ぼすことが懸念される。しかしながら、溶融炉心の落下による水位上昇分は約 0.5m であること、及び、JASMINE 解析によると水蒸気爆発による発生運動エネルギーがピークになる 0.1 秒以内での平均ボイド率は 20%程度（初期水張り水位 2m の条件での評価結果より）であることを考慮すると、初期水張り水位 2m の場合、水位は約 3m（溶融炉心の堆積による水位上昇分の 0.5m と初期水張り水位 2m の 20%分である 0.4m の水位上昇を想定）までの上昇と想定される。溶融炉心の落下による水位上昇分及び平均ボイド率について同様と考えると、初期水張り水位 7m の場合、水位は約 9m（溶融炉心の堆積による水位上昇分の 0.5m と初期水張り水位 7m の 20%分である 1.4m の水位上昇を想定）までの上昇と想定される。水位の上昇が 9m 程度であれば、格納容器下部ドライウエル床面から RPV 底部までの高さ約 10.6m に対して余裕があることから、RPV 底部に直接的に液相中の圧力波が伝播することは無いと考える。

水蒸気爆発が発生した際の気相部の挙動については、JASMINE コードを用い、添付資料 3.3.2 の評価条件（初期水張り水位 2m）における、原子炉格納容器下部の空間部での格納容器圧力及びボイド率変化を評価した。評価結果を図 8 に示す。水蒸気爆発時の粗混合粒子の細粒化と伝熱により、爆発源の膨張に伴う圧力波が伝播する。圧力波は減衰するため、原子炉圧力容器底部に到達する時点では 0.30MPa[abs]以下となる。0.30MPa 程度の圧力波によって原子炉圧力容器が損傷に至ることは想定し難いことから、圧力波による原子炉圧力容器への影響は無視できる程度と考える。原子炉格納容器への影響については、原子炉格納容器の構造上、原子炉格納容器下部において発生した圧力波が減衰されないまま原子炉格納容器上部に到達することは考えにくい。仮に 0.30MPa 程度の圧力波が原子炉圧力容器上部の壁面に到達しても、原子炉格納容器の限界圧力（0.62MPa[gage]）未満であることから、原子炉格納容器が破損に至ることは無い。また、ボイド率からは水蒸気爆発に伴う水位の変化は 1m 未満であることが確認できることから、水面の上昇による原子炉圧力容器への影響は無いものと考えられる。

## (2) 圧力スパイク

格納容器圧力の評価結果を図 9 に示す。RPV が破損して、溶融炉心が格納容器下部ドライ

ウェルの水中に落下する際に圧カスパイクが生じているが、圧カスパイクのピーク圧力は約 0.30MPa であり、水位 2m の場合の約 0.47MPa よりも低くなっている。

この理由としては、初期水張り水位の上昇によって格納容器下部ドライウェルの水量が多くなり、熔融炉心の粗混合量が増加し、水への伝熱量が増加したものの、落下した熔融炉心の周囲のサブクール状態の水量が増加したことによる効果が、熔融炉心落下時の水温上昇とそれに伴う蒸気発生を緩和する側に作用し、ピーク圧力が抑制された可能性が考えられる。

以上の結果から、格納容器下部ドライウェルの水位を現状の初期水張りの水位である 2m 以上に上昇させた場合であっても、FCI によって格納容器が破損に至る恐れは無いと考える。このことから事故対応におけるドライウェルスプレイ等の運転操作に対して、FCI の観点からの制約は生じない。

## 5. 結論

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉においては、FCI が発生した場合の影響を低減しつつ、熔融炉心の粒子化の効果等による MCCI の影響緩和を期待できる水位として、初期水張り水位を 2m に設定している。また、事故対応におけるドライウェルスプレイ等の運転操作により、格納容器下部ドライウェルの水位が上昇した場合であっても格納容器が破損に至る恐れはない。

以 上

## 参考文献

- [1] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012
- [2] J.H.Kim, et al, The Influence of Variations in the Water Depth and Melt Composition on a Spontaneous Steam Explosion in the TROI Experiments, Proceedings of ICAPP' 04
- [3] J.H. Song, Fuel Coolant Interaction Experiments in TROI using a UO<sub>2</sub>/ZrO<sub>2</sub> mixture, Nucl. Eng. Des. 222, 1-15, 2003
- [4] J.H. Kim, Results of the Triggered Steam Explosions from the TROI Experiment, Nucl. Tech., Vol.158 378-395, 2007
- [5] D.Magallon, "Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments," Nucl. Eng.Design, 236 1998-2009, 2006
- [6] M. Kato, H. Nagasaka, "COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions," JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [7] (財) 原子力発電技術機構 (NUPEC) , 「重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書」 2003
- [8] B.R.Sehgal, et al., "ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests" , NUREG/CR-0119, Vol.2, 1991
- [9] R.E.Blose, et al., "SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools," NUREG/CR-4727, 1987
- [10] R.E.Blose, et al., "Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools - The WETCOR-1 Test," NUREG/CR-5907, 1993
- [11] M.T.Farmer, et al., "Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments", Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999
- [12] M.T.Farmer, et al., "Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs," Nuc. Eng. and Technol., 41, 5, 2009
- [13] M.T.Farmer, et al., "OECD MCCI Project 2-D Core Concrete Interaction (CCI) Tests : Final Report," OECD/MCCI-2005-TR05, 2006
- [14] M.T.Farmer, et al., "OECD MCCI Project Final Report," OECD/MCCI-2005-TR06, 2006
- [15] M.T.Farmer, et al., "OECD MCCI-2 Project Final Report," OECD/MCCI-2010-TR07, 2010
- [16] H.Nagasaka, et al., "COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests," OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999
- [17] A. Karbojian, et al., " A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility," Nucl. Eng. Design 239 1653- 1659, 2009
- [18] F.B.Ricou, D.B.Spalding, "Measurements of Entrainment by Axisymmetrical Turbulent Jets," Journal of Fluid Mechanics, Vol.11, pp.21-32, 1961
- [19] 中島 他, SAMPSON コードによる ABWR 格納容器ベデスタル上の炉心デブリの 3 次元拡がり評価, 日本原子力学会 「2013 年秋の大会」 H12, 2013 年 9 月

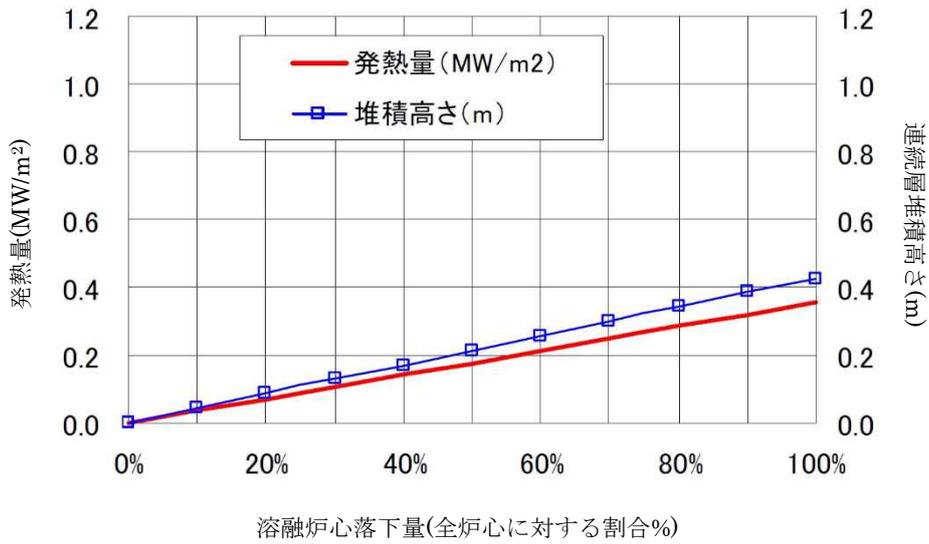
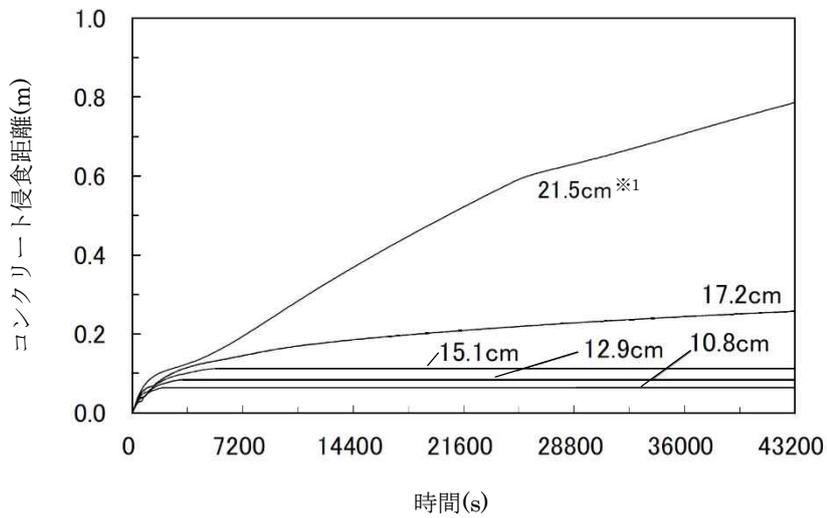
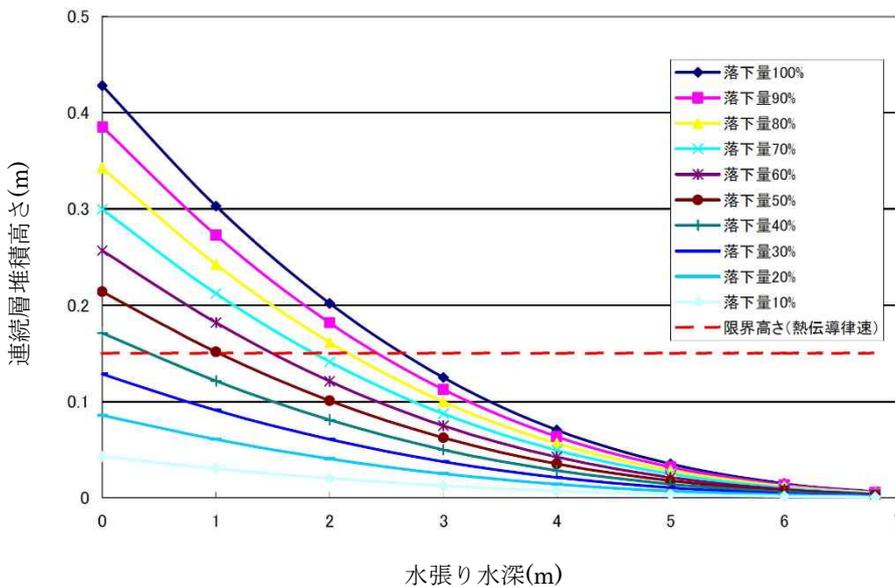


図1 格納容器下部ドライウェルへの溶融炉心落下割合に対する連続層堆積高さおよび単位面積当たりの発熱量



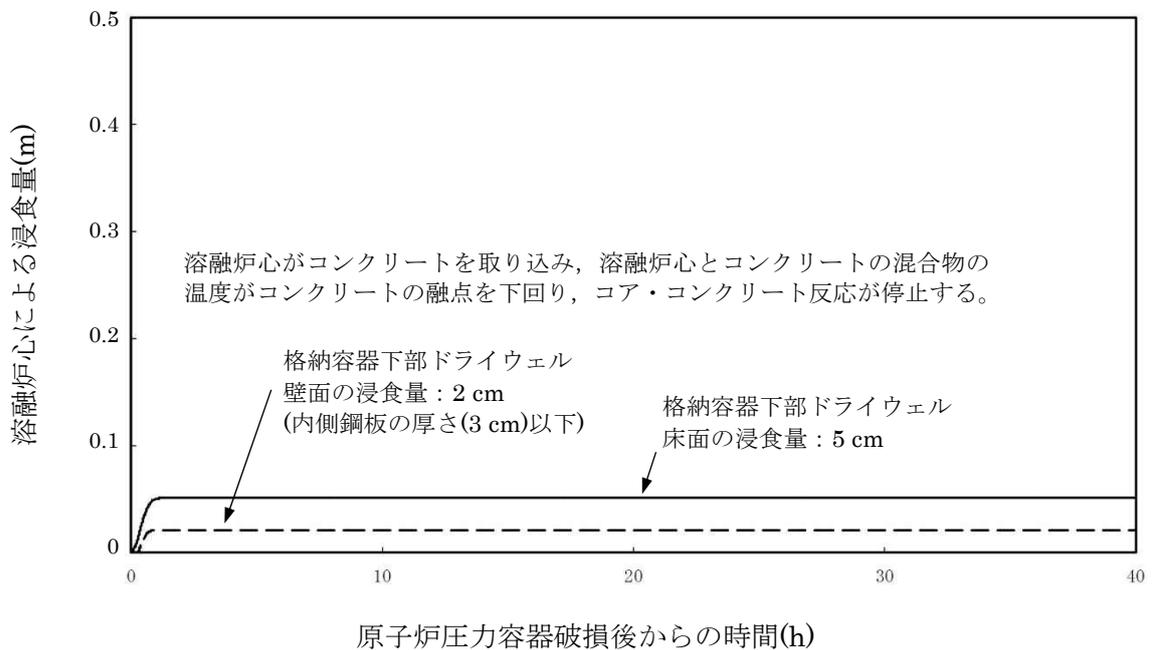
※1 溶融炉心の堆積により生じた連続層厚さ。図中の他の評価結果に付記されている値についても同じ。  
 ※2 クラスト表面は沸騰曲線による熱伝達を仮定、クラスト内は熱伝導による温度勾配を考慮

図2 ハードクラスト形成時のコンクリート侵食評価例※2

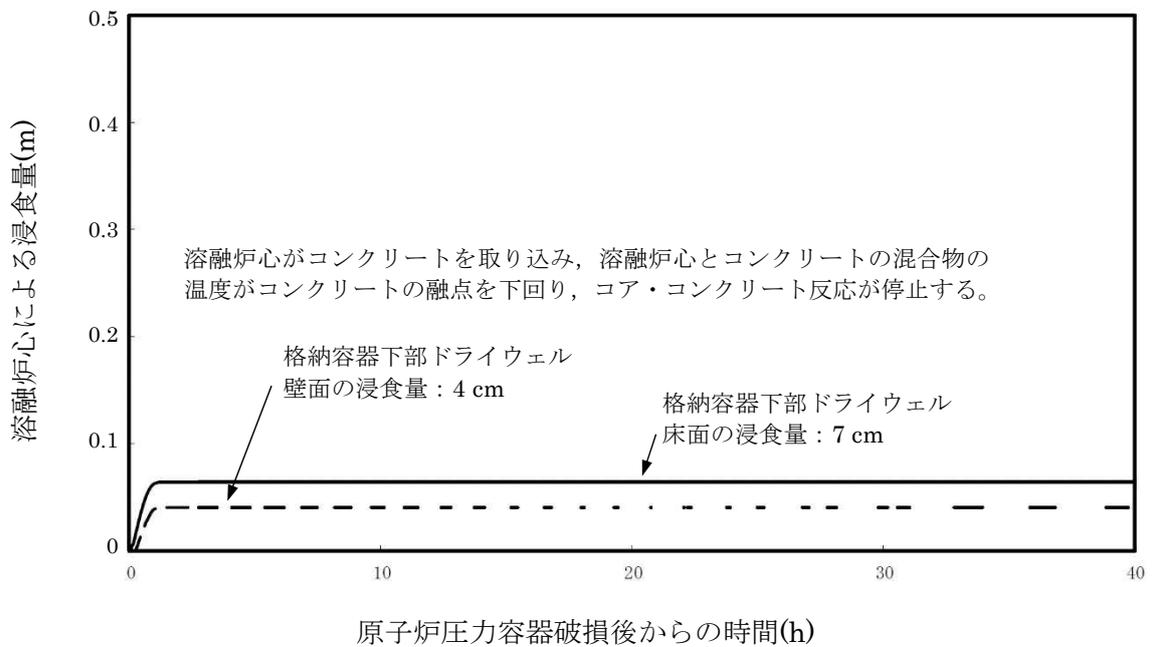


※ 本評価では、RPV 下部の貫通口で最大の径である CRDハウジング1本をデブリジェット径として想定しているが、実際には溶融炉心落下量が少ない場合は破断口径が小さく、デブリジェット径が小さくなる傾向を示すと考えられる。また、Ricou-Spalding の式ではデブリジェット径が小さいほど粒子化割合が大きくなる。溶融炉心落下量と、破断口径との相関を現実的に考えると、本評価では保守的に CRDハウジング1本としているが、溶融炉心落下量が少ない場合には破断口径が小さくなり、より多くの割合が粒子化し、連続層堆積厚さが低下する傾向となるものと考えられる。

図3 水張り水深と連続層堆積高さの関係※



(a) 初期水張り水位 2 m の場合（溶融炉心の崩壊熱：事象発生から 6 時間後、上面熱流束：800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存無し））



(b) 初期水張り水位 1 m の場合（溶融炉心の崩壊熱：事象発生から 6 時間後、上面熱流束：800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存無し））

図 4 格納容器下部壁面及び床面の浸食量の推移

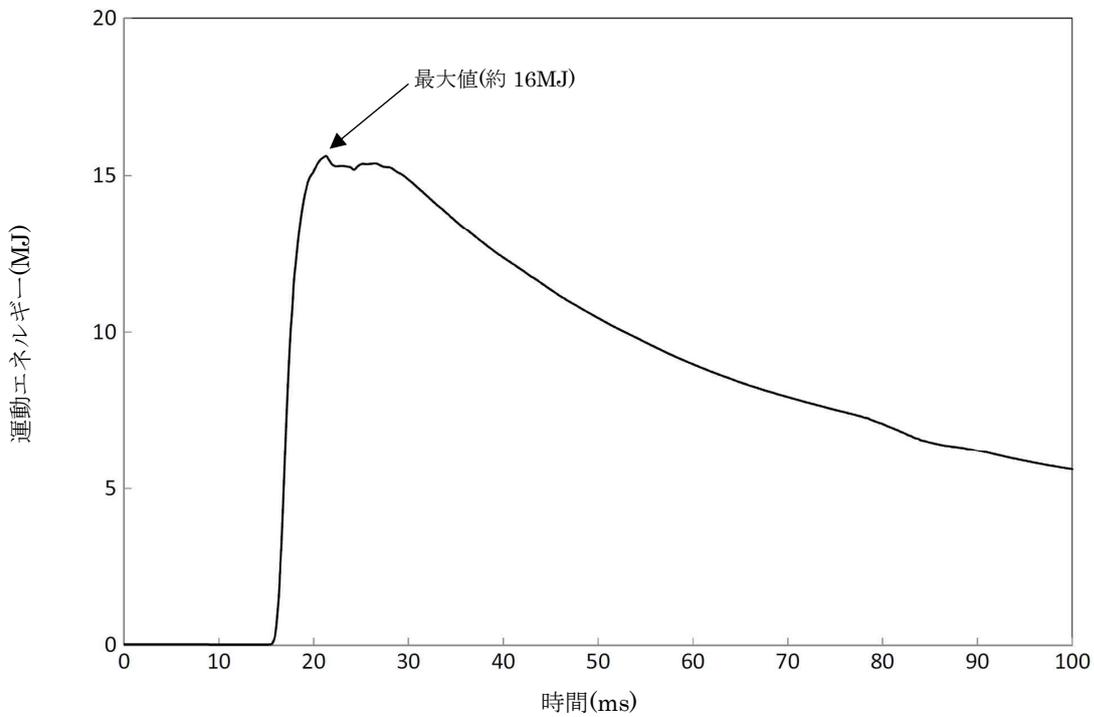


図 5 水蒸気爆発によるエネルギーの変化（初期水張り水位 7m）※1

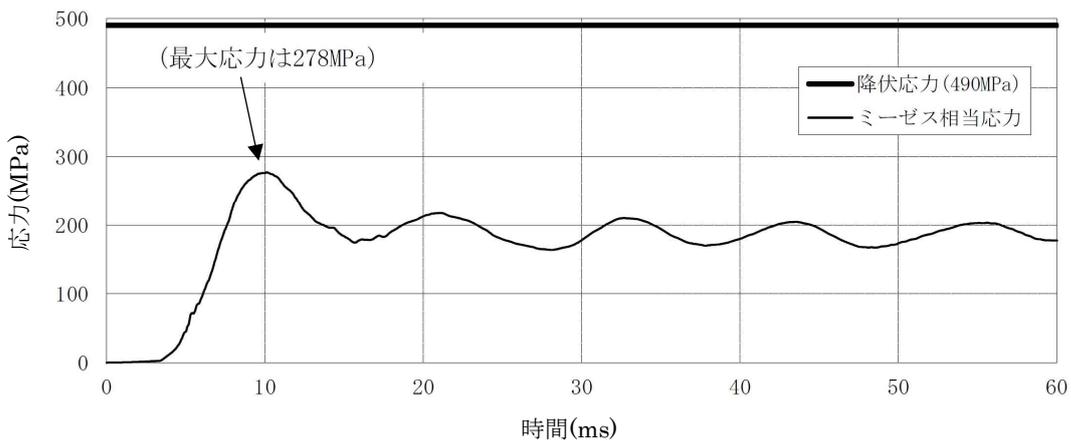


図 6 水蒸気爆発による格納容器下部内側鋼板の応力の変化（初期水張り水位 7m）※1

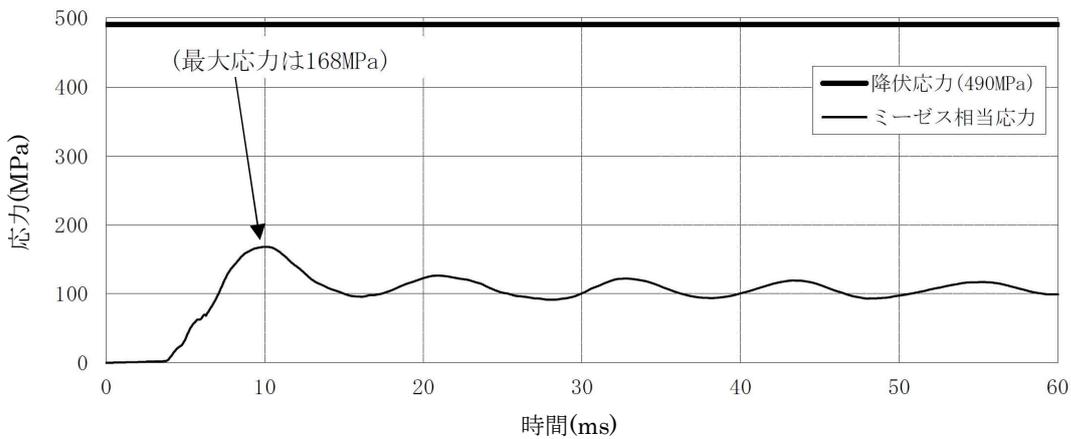


図 7 水蒸気爆発による格納容器下部外側鋼板の応力の変化（初期水張り水位 7m）※1

※1 JASMINE によって評価した水蒸気爆発による運動エネルギー(図 5)の最大値を AUTODYN への時刻 0 での入力とし、格納容器下部鋼板の応力の推移(図 6, 7)を評価している。このため、図 5 と図 6, 7 の時刻歴は一致しない。

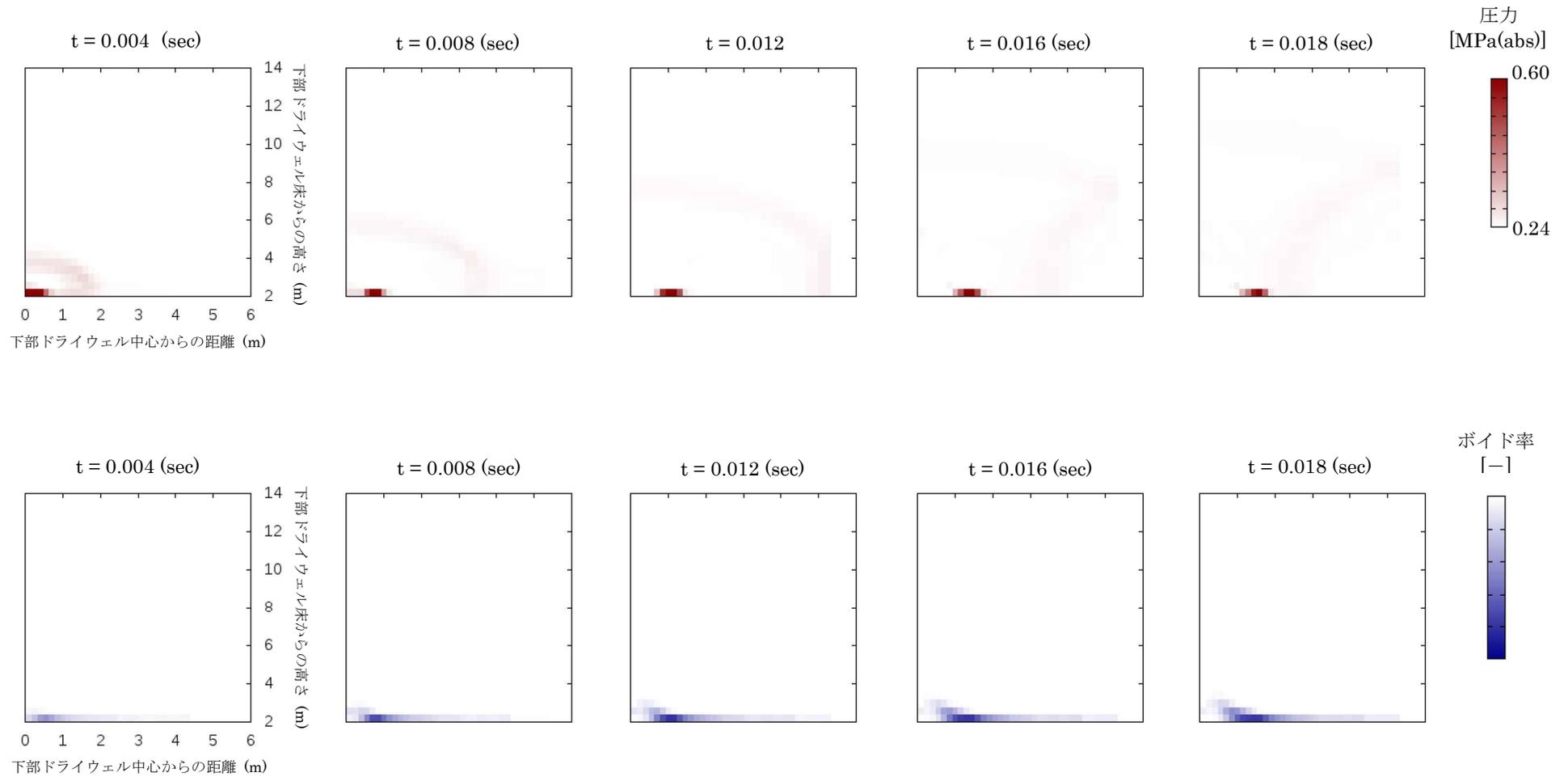


図 8 原子炉格納容器下部の空間部の格納容器圧力及びボイド率の変化 (初期水張り水位 2m)

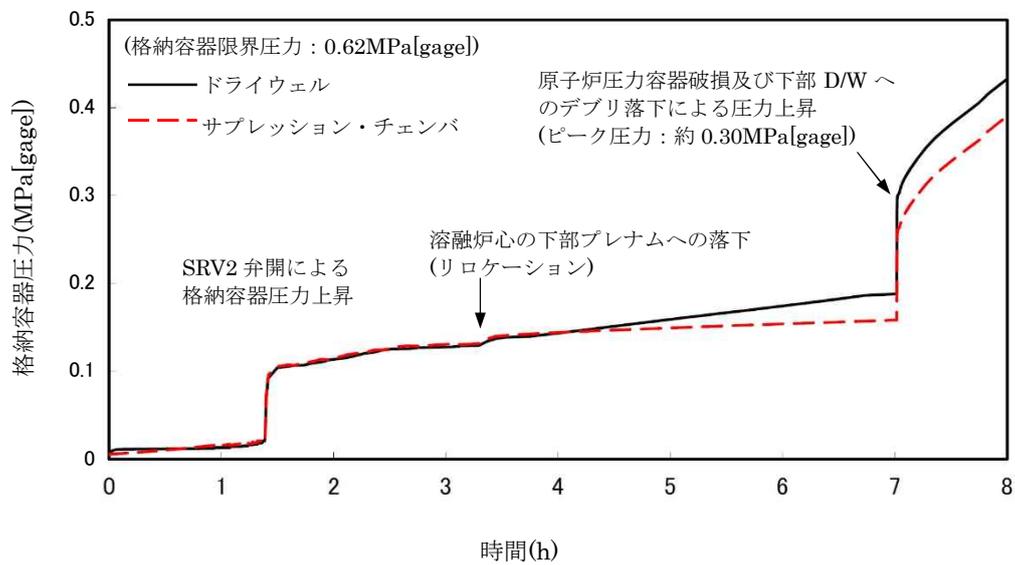


図 9 格納容器圧力の推移 (初期水張り水位 7m)

表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（格納容器圧力）に与える影響（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

【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（格納容器圧力）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。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・ TQUV, 大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・ 下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減しており、上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・ MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、短期的な挙動は緩慢な挙動となるものの模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となる。このため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
気液分離（水位変化）・対向流					
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ものと考えられる。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。 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が、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	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。
（炉心損傷後） 原子炉圧力容器	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・ TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した ・ リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した ・ TQUV, 大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーション開始時間の不確かさは小さく、溶融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始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ない。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認しており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響する項目として、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスへの対応では下部ヘッドの温度上昇を起点とする復水補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始（約 3.7 時間後）から、原子炉圧力容器破損（約 7.0 時間後）までに下部ベダスタル注水を完了する必要があるが、注水必要時間 2 時間に対して下部ヘッド温度 300℃到達から原子炉圧力容器破損までは約 3 時間あることから多少の挙動の差異が生じた場合においても十分な時間余裕があり、運転員等操作時間に与える影響はない。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが、溶融炉心の落下時間への影響は小さく、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
（炉心損傷後） 原子炉格納容器	原子炉圧力容器外 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した。	下部ベダスタルへの水張り以降において、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクに対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目として細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、冷却水とデブリ粒子の伝熱に関して感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI により生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認しており、解析コードの不確かさが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 3.3.5)
	原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達）				

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（格納容器圧力）に与える影響（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（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（格納容器圧力）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、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7.05MPa[gage] ～約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。
	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。
	炉心流量	52,200t/h (100%)	定格流量の約91%～約110% (実測値)	定格流量として設定。	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。
	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型または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。
	原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33GWd/t	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やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなる。
	格納容器容積 (ドライウェル)	7,350m <sup>3</sup>	7,350m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウェル内体積の設計値(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。
	格納容器容積 (ウェットウェル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	空間部： 約5,980m <sup>3</sup> ～約5,945m <sup>3</sup> 液相部： 約3,560m <sup>3</sup> ～約3,595m <sup>3</sup> (実測値)	ウェットウェル内体積の設計値(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(ウェットウェル)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。
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・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、ゆらぎによるサブプレッション・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。
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～約35℃ (実測値)	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を、最確条件を包絡できる条件として設定。	運転員等操作としては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となるが、本パラメータによる影響を受けることはなく、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（格納容器圧力）に与える影響（原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用）(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（格納容器圧力）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[gage]	約3kPa[gage] ～約7kPa[gage] (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、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率（平均）は約7時間で約0.47MPa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、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率（平均）は約7時間で約0.47MPa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。	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、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うるが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から圧力容器破損までの温度上昇率は約7時間で約50℃であるのに対して、ゆらぎによる温度上昇量は約3℃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。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル-サプレッション・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	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	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。	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	下部ペDESTALへの注水温度が低い場合、圧力スパイクへの影響としては、発生する蒸気量の低下が考えられるが、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。一方、トリガリングの発生を前提とした水蒸気爆発という点では、低い水温は厳しめの評価を与えるが、水蒸気爆発解析コードを用いた評価は32℃を前提としており、その場合でも問題ないことを確認している。
	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が大きくなる。また、事象発生12時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員操作に対する影響はない。	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油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が大きくなる。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、運転員操作に対する影響はない。	—

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（格納容器圧力）に与える影響（原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用）（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（格納容器圧力）に与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定。	起回事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合，原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるが，代表プラントに対する解析では大破断 LOCA と TQUV の破損時間は 30 分程度の差であり，この程度の挙動の差が運転員等操作に対して影響を与えることはない。	起回事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である大破断 LOCA を仮定した場合，原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え，原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり，圧力スパイクの最大値が高い値となる可能性が考えられることから，起回事象を大破断 LOCA とした場合の感度解析を実施し，圧力スパイクの最大値が評価項目を満足することを確認している。  (添付資料 3.3.6)
	安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能，低压注水機能 低压代替注水系（常設）機能喪失	—	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を，低压注水機能として低压注水系及び低压代替注水系（常設）の機能喪失を設定。	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定。		
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。		
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/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。	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。
		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。	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。

表3 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(格納容器圧力)に与える影響及び操作時間余裕(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)

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(格納容器圧力)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	溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張り操作	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。90m <sup>3</sup> /hで2時間注水し、格納容器下部に水位2mの水張りを行う(事象発生から約3.7時間後)	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 格納容器下部への注水操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、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】 格納容器下部への注水操作は、中央制御室にて操作を行う運転員と現場にて操作を行う運転員(現場)を各々配置しており、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは、コントロール建屋のみであり、通常5分間程度で移動可能であるが、余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、よって、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室内における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが、水張り中の操作は適宜流量及び格納容器下部水位を監視し、流量調整をするのみであるため、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】 格納容器下部への注水操作時に、当該操作に対応する運転員に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】 中央制御室内における操作は、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、そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また、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、誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶融炉心の下部プレナムへの移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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。	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。	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。	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、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達後、約3分間で格納容器下部注水系(常設)による水張り操作を開始。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。

## エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉（ABWR, RCCV 型格納容器）について、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用における圧力スパイクに対して不確かさを有すると考えられるパラメータのうち、エントレインメント係数を変化させた場合<sup>\*</sup>の影響を確認した。確認結果を以下に示す。

※「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5部MAAP 添付2 溶融炉心と冷却材の相互作用について」では、MARK-I 型格納容器について、デブリ粒子径を変化させた場合の圧力スパイクに対する感度を評価しているが、その結果、デブリ粒子径を変化させても圧力スパイクはほぼ変わらないことを確認しているため、RCCV 型格納容器に対するデブリ粒子径に関する感度の評価は不要と判断した。

## (1) 評価条件

- ・エントレインメント係数を除き、今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じ評価条件とした。
- ・表 1 に感度解析の条件を示す。エントレインメント係数は、ベースケースでは MAAP 推奨範囲（～）のうちおよそ中間となる を設定しているが、感度解析ケースでは、MAAP の当該係数の推奨範囲のうち最大値（）と、最小値（）を設定した。

## (2) 評価結果

表 2 及び図 1～3 にベースケース及びエントレインメント係数についての感度解析の結果を示す。感度解析の結果、事象発生約 7 時間後に原子炉圧力容器の破損が発生した直後の格納容器圧力は、感度解析ケース（最大値）の方が僅かに大きい結果となったが、格納容器限界圧力(0.62MPa[gage])は下回る結果となった。

## (3) 結論

エントレインメント係数を変動させた場合であっても、圧力スパイクのピークが限界圧力(0.62MPa[gage])を下回ることを確認した。

また、ABWR, RCCV 型格納容器の場合についても、エントレインメント係数の圧力スパイクに対する感度は小さく、その不確かさが有効性評価の結果に与える影響は小さいことを確認した。

以 上

表1 解析条件のまとめ

条件	ベースケース	感度解析ケース	
エントレインメント係数	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
設定根拠	MAAP 推奨値の ノミナル値	MAAP 推奨範囲の 最小値	MAAP 推奨範囲の 最大値

表2 解析結果のまとめ

事象	ベースケース	感度解析ケース (最小値)	感度解析ケース (最大値)
炉心損傷	約57分	約57分	約57分
炉心支持板破損	約 3.3 時間	約 3.3 時間	約 3.3 時間
RPV 破損	約7時間	約 7 時間	約 7 時間
熔融炉心落下による PCV ピーク圧力	約 0.50MPa[gage]	約 0.39MPa[gage]	約 0.54MPa[gage]

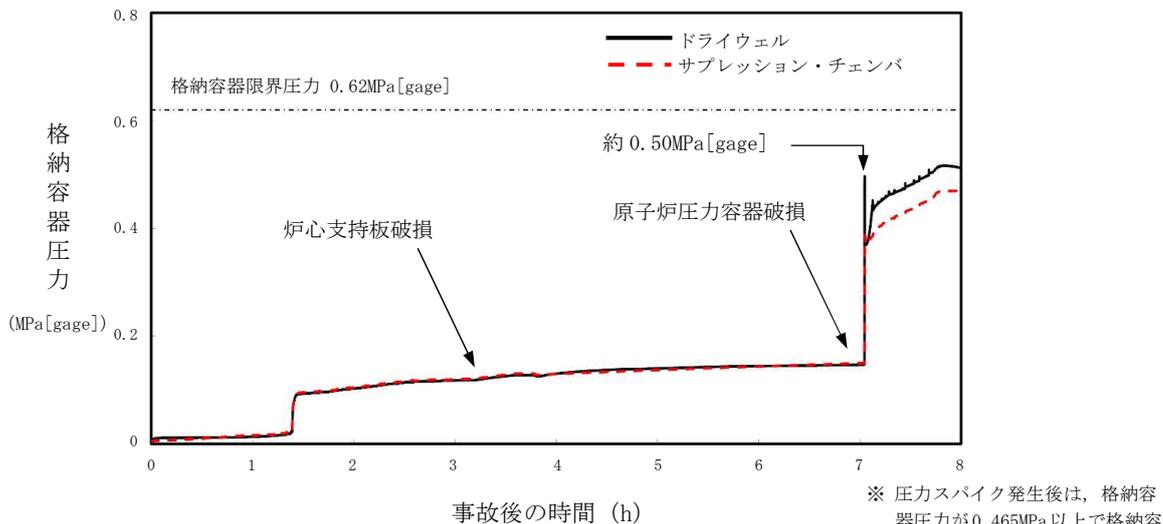


図1 格納容器圧力の時間的変化（ベースケース）

※ 圧力スパイク発生後は、格納容器圧力が0.465MPa以上で格納容器スプレイを実施し、格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

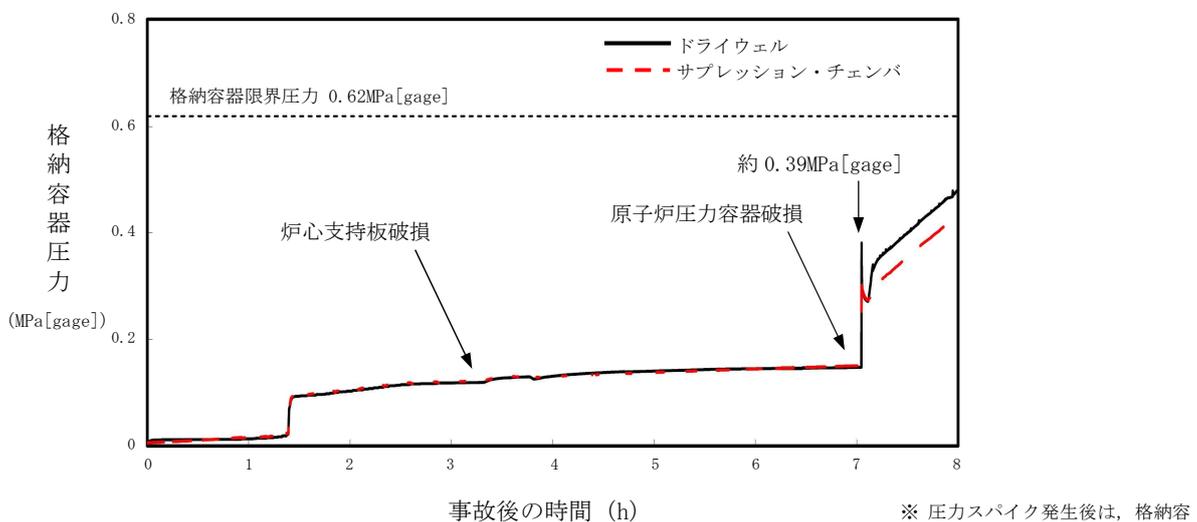


図2 格納容器圧力の時間的変化（感度解析ケース（最小値））

※ 圧力スパイク発生後は、格納容器圧力が0.465MPa以上で格納容器スプレイを実施し、格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

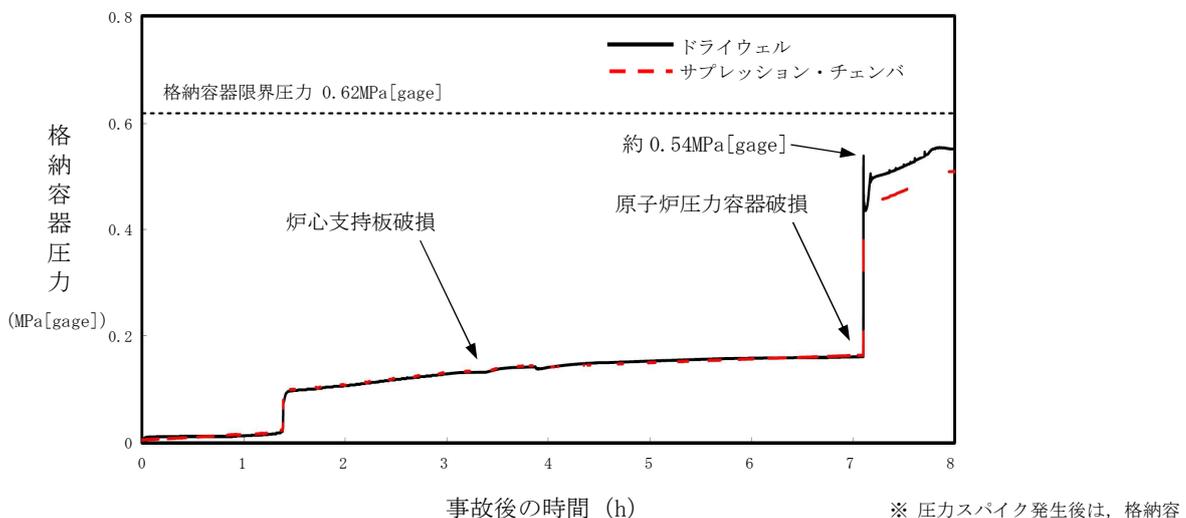


図3 格納容器圧力の時間的変化（感度解析ケース（最大値））

※ 圧力スパイク発生後は、格納容器圧力が0.465MPa以上で格納容器スプレイを実施し、格納容器スプレイによって格納容器圧力の準静的な上昇を抑制する。

## 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

## 1. 評価の目的

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」の評価事故シーケンスのプラント損傷状態として、水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し、溶融炉心の内部エネルギーの観点でより厳しいと考えられる TQV を選定しており、起因事象としては原子炉水位の低下の観点で最も厳しい給水流量の全喪失を設定している。

一方、起因事象として大破断 LOCA を仮定した場合、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり、圧カスパイクの最大値がベースケースに比べて高い値となる可能性が考えられる。

このため、解析条件のうち初期条件の不確かさとして、起因事象が大破断 LOCA の場合の圧カスパイクへの影響を確認する。

## 2. 評価条件

ベースケースの評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースの評価条件と同等である。

- ・ 起因事象を大破断 LOCA とし、事故シーケンスを「大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失」とした。
- ・ 格納容器温度制御の観点で評価上の必要が生じたため、格納容器温度が 190℃ に到達した場合には流量 70m<sup>3</sup>/h でのドライウェルスプレイを実施し、格納容器温度が 171℃ に到達した時点でドライウェルスプレイを停止するものとした。

## 3. 評価結果

格納容器圧力の評価結果を図 1、格納容器温度の評価結果を図 2 に示す。

事象発生から約 6.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至り、圧カスパイクのピーク値は約 0.49MPa[gage]となったが、圧カスパイクの最大値はベースケースの結果と同程度であり、格納容器限界圧力の 0.62MPa[gage]を下回るため、原子炉格納容器バウンダリの機能は維持されることを確認した。

以 上

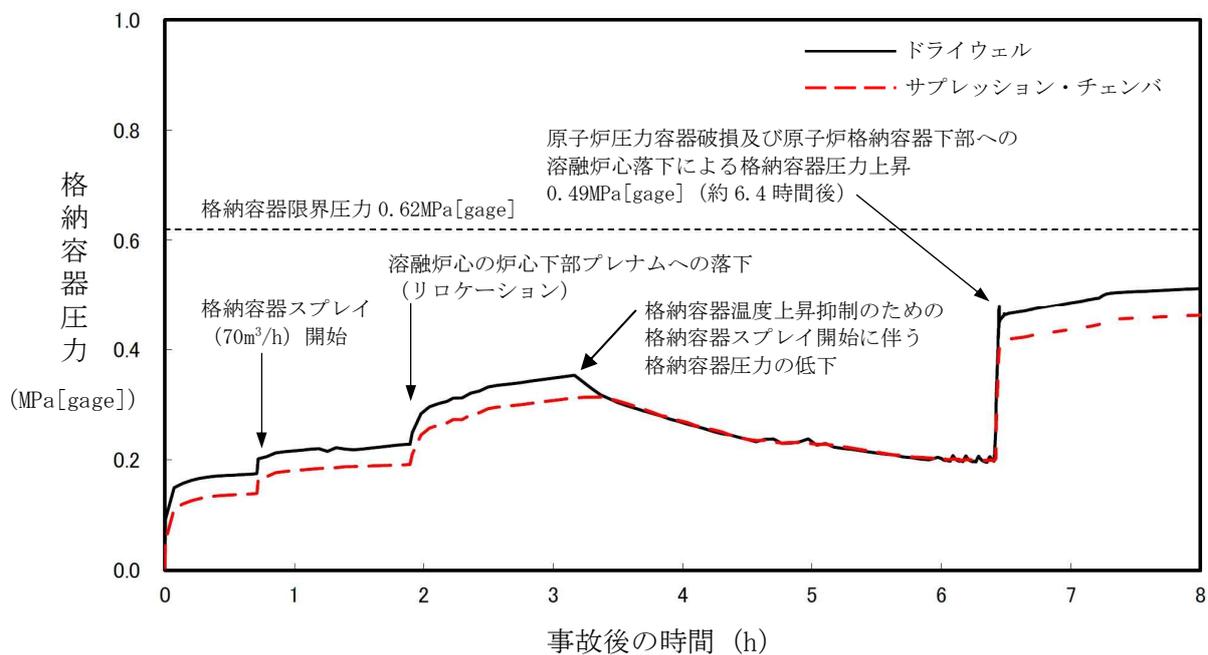


図1 格納容器圧力の推移

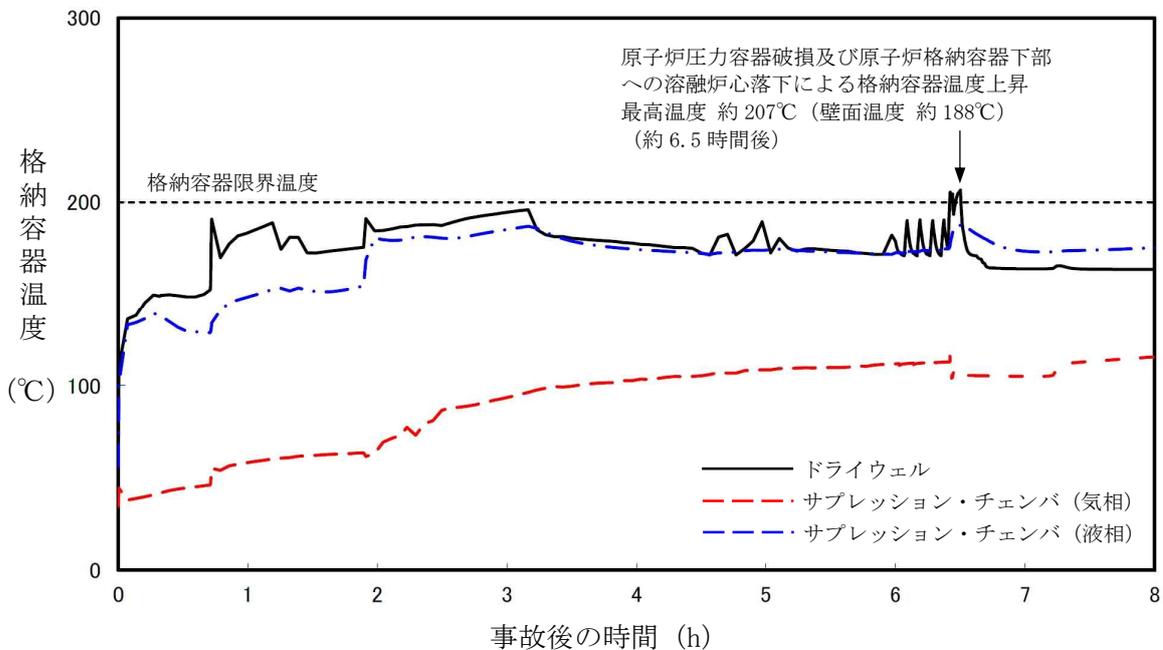


図2 格納容器温度の推移

### 3.4 水素燃焼

#### 3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」からは抽出されない。これは6号及び7号炉では原子炉起動時に原子炉格納容器内を窒素で置換し、原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気の不活性化された状態を維持するため、原子炉格納容器内の気体の組成が可燃限界に至る事故シーケンスが抽出されないためである。このため、「水素燃焼」の観点で6号及び7号炉において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定し、7日以内に可燃限界に至らないことを確認する。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応、水の放射線分解、金属腐食、熔融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素によって原子炉格納容器内の水素濃度が上昇し、水の放射線分解によって発生する酸素によって原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため、緩和措置がとられない場合には、ジルコニウム-水反応等によって発生する水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器破損に至る。

本格納容器破損モードは、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に到達することを防止することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用による水素発生に対しては「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」のとおり、原子炉格納容器下部注水によって水素発生を抑制する。

なお、6号及び7号炉において重大事故が発生した場合、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%<sup>※1</sup>を大きく上回る。このため、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損を防止する上では、酸素濃度が可燃限界に到達することを防止することが重要であり、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上では、水の放射線分解、金属腐食、熔融炉心・コンクリート相互作用等による水素発生の影響は小さい。

※1 原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以下又は酸素濃度が5vol%以下であれば爆轟を防止できると判断される。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対しては、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損を防止する。

3.4.2に示すとおり、格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、格納容器破損防止対策は

3.1.2.1と同じである。

### 3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することができない事故シーケンスのうち、格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

この事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスと同じであることから、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じ事故シーケンスとした。また、評価事故シーケンスを「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」では格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に期待することで、格納容器内の気体が排出され、水素濃度及び酸素濃度が大幅に低下するとともに、その後は崩壊熱により発生する水蒸気が原子炉格納容器内を満たすことで、原子炉格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。

(添付資料 3.4.1)

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後のリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器破損、放射線水分解等による水素・酸素発生、原子炉圧力容器内 FP 挙動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、サブプレッション・プール冷却、スプレイ冷却、放射線水分解等による水素・酸素発生、格納容器ベント、炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生及び原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力、格納容器温度、原子炉格納容器内の気相濃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範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

#### (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温

破損)」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の条件は 3.1.2.2 (2) と同じである。この他に、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき主要な解析条件を表 3.4.1 に示す。また、初期条件も含めた主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 初期酸素濃度

原子炉格納容器の初期酸素濃度、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮することとする。原子炉格納容器の初期酸素濃度は、運転上許容される上限の 3.5vol% とする。

b. 事故条件

(a) 炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量

炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、MAAP による評価結果と全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応した場合について、水素燃焼の観点から厳しい値を考慮し、MAAP による評価結果から得られた値を用いた。これは、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び MAAP による評価結果であっても水素濃度が 13vol% を超えることを考慮すると、酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応した場合に相当する水素が発生した場合、原子炉格納容器内の水素濃度が増加するため、相対的に水の放射線分解で発生する酸素の濃度は低下する。

(b) 水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は、MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで、水素及び酸素の発生割合 (G 値 (100eV あたりの分子発生量)、以下、「G 値」という。) は、それぞれ 0.06, 0.03 とする。また、原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は、原子炉圧力容器内については、 $\beta$  線、 $\gamma$  線ともに 0.1, 原子炉圧力容器外の核分裂生成物については、 $\beta$  線、 $\gamma$  線ともに 1 とした。

(添付資料 3.4.2)

(c) 金属腐食等による水素発生量

原子炉格納容器内の垂鉛の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素の発生量は、ジルコニウム-水反応による水素発生量に比べて少なく、また、これらを考慮することで原子炉格納容器内の水素濃度が上昇し、酸素濃度の低下につながると考えられることから、金属腐食等による水素発生量は考慮しないものとした。

(添付資料 3.1.2.5, 3.4.5)

### (3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の結果は3.1.2.2 (4)と同じである。この他に、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき評価結果として、格納容器圧力、格納容器温度、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件、ドライ条件）の推移を図3.4.1から図3.4.6に、事象発生から7日後（168時間後）の酸素濃度を表3.4.2に示す。

#### a. 事象進展

事象進展は3.1.2.2 (4) aと同じである。

上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して水素が発生する。また、炉心再冠水に伴い、事象発生から約2.5時間後にジルコニウム-水反応は停止する。発生した水素は原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに、破断口から上部ドライウエルに流入する。また、原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバにおける核分裂生成物による水の放射線分解により水素及び酸素が発生する。代替循環冷却による原子炉格納容器除熱の開始後は、サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇する。

#### b. 評価項目等

原子炉格納容器内の水素濃度は、ウェット条件においても事象発生直後から13vol%を上回るが、ウェット条件における酸素濃度は、事象発生から7日後までの間、原子炉格納容器の初期酸素濃度である3.5vol%を上回ることなく、酸素の蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約3.4vol%であり、可燃限界を下回る。

ドライ条件における酸素濃度について、事象発生の約5時間後から約18時間後までの間、ドライウエルにおける酸素濃度が可燃限界である5.0vol%を上回る。この間は、LOCA後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサプレッション・チェンバに送り込まれ、破断口から供給される水蒸気でドライウエル内が満たされるため、ウェット条件ではドライウエル内のほぼ100%が水蒸気となっている。ほぼ100%が水蒸気であるため、この間のドライウエル内のドライ条件での気体組成はほぼ水の放射線分解によって生じる水素及び酸素の割合となるが、そのウェット条件での濃度は1vol%未満であり、非凝縮性ガス（水素、酸素及び窒素）の和は大気圧よりも低く、0.02MPa[abs]未満（水素及び酸素の分圧の和は0.01MPa[abs]未満）である。この間のサプレッション・チェンバ内のウェット条件での水蒸気の濃度は約5vol%であり、サプレッション・チェンバ内の全圧が0.50MPa[abs]以上であることを踏まえると、非凝縮性ガス（水素、酸素及び窒素）の分圧は少なくとも0.47MPa[abs]以上であるため、仮にドライウエル

内の水蒸気が凝縮してドライウエル内の圧力が低下し、相対的に水素及び酸素濃度が上昇しても、ドライウエル内の水素及び酸素濃度が可燃限界を上回る前にサプレッション・チェンバから酸素濃度が5.0vol%未満の気体が流入する。このため、この間においてドライウエルの酸素濃度が現実に可燃限界である5.0vol%を上回することは無い。事象発生約18時間後以降は、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は5.0vol%未満で推移し、事象発生から7日後の酸素濃度は約3.9vol%である。従って、格納容器スプレイの誤動作などにより水蒸気量が低下しても、可燃限界である5.0vol%に達することはない。

なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼による爆轟の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度において判断することが妥当であると考ええる。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について、酸素濃度を評価項目への対策の有効性を確認するためのパラメータとして対策の有効性を確認した。また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、評価事故シーケンス及び格納容器破損防止対策が同じである「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。

なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、原子炉格納容器下部に熔融炉心が落下しない場合の評価であるが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用による水素発生の影響については、「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

(添付資料 3.4.3)

#### 3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価は「3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。

(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、「3.1.2.3(2) 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」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価する上で、事象進展に有意な影響を与えられとさ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

初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約1~2vol%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には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした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。

事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には水素発生量が変動する可能性があるが、本評価事故シーケンスでは、水素発生量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。

金属腐食等による水素発生量は、最確条件とした場合には水素発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした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。

事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素：0.06、酸素：0.03に対して最確条件は同じであるが、本解析条件の不確かさとして、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出する必要がある。なお、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等の操作については、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において、成立性を確認している。また、

耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を用いる場合は、予め不活性ガスによる大気開放ラインのパージを実施する他は概ね同様の対応となる。

（添付資料3.4.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約1～2vol%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には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は、運転員等操作である低压代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低压代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量に与える影響は小さい。また、仮に低压代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合、全炉心内のジルコニウム量の約18.2%が水と反応し、炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は1割程度増加するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素の蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約3.6vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

金属腐食等による水素発生量は、最確条件とした場合には水素発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素：0.06、酸素：0.03に対して最確条件は同じであるが、本解析条件の不確かさとして、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、原子炉格納容器内のガスを排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

なお、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合として、G値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている、水素：0.4、酸素：0.2とした場合について感度解析を実施した。原子炉格

格納容器内の酸素濃度は、ウェット条件において事象発生から約51時間で5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。5vol%到達時点で原子炉格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが原子炉格納容器外に押し出され、また、原子炉格納容器内は、原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ0vol%まで低下する。また、ドライ条件では、ドライウェルの酸素濃度が5vol%を超えるが、これはドライウェルの大部分が継続的に水蒸気で占められるためであり、実際の状況下でドライ状態となり、水素燃焼が発生することは無い。

格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」と同じであり、格納容器圧力逃がし装置等の操作が必要となる時間は、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」よりも、本感度解析による評価結果の方が遅いことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。大気中へのCs-137の総放出量の観点でも、本感度解析による評価結果の方が、事象発生から原子炉格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果である約2.0TBqを超えることは無く、評価項目である100TBqを十分に下回る。

（添付資料3.4.1, 3.4.4, 3.4.5）

#### b. 操作条件

本評価事故シーケンスにおける操作条件は、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」と同様である。

#### (3) 操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「3.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」と同様である。

#### (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。

#### 3.4.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.1.2.4と同じである。

#### 3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が原子炉格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化を実施している。

格納容器破損モード「水素燃焼」では、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することができない事故シーケンスのうち、格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、酸素濃度が可燃限界である5vol%以下となることから、水素燃焼に至ることは無く、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、格納容器破損モード「水素燃焼」において、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化等の格納容器破損防止対策は、評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。

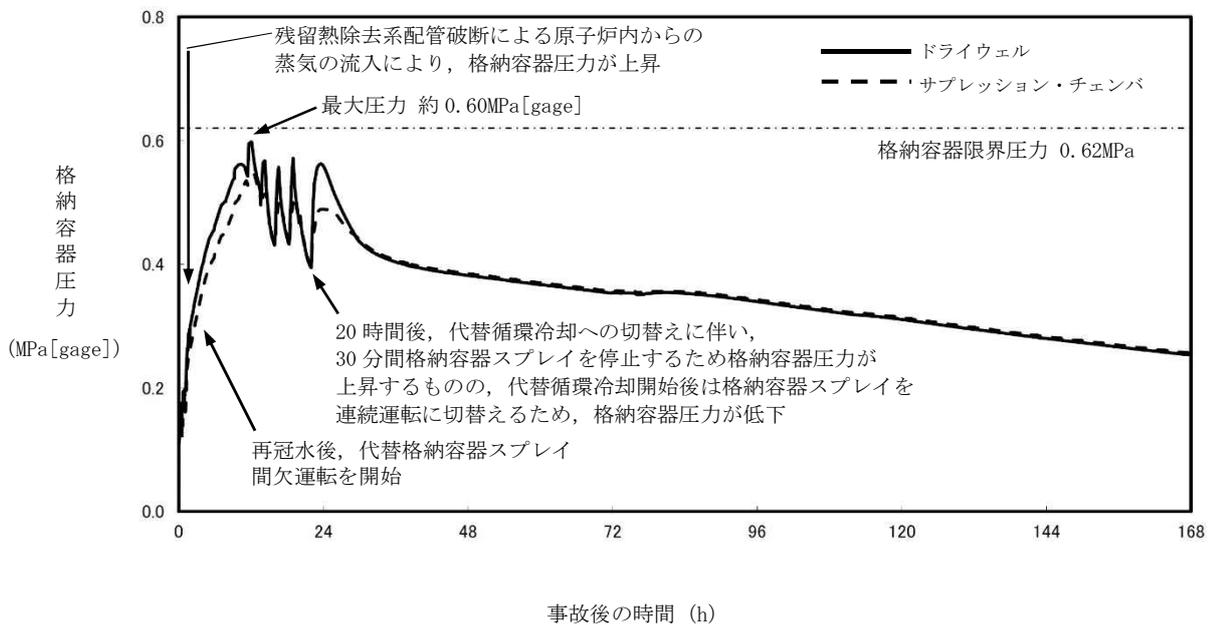


図 3.4.1 格納容器圧力の推移

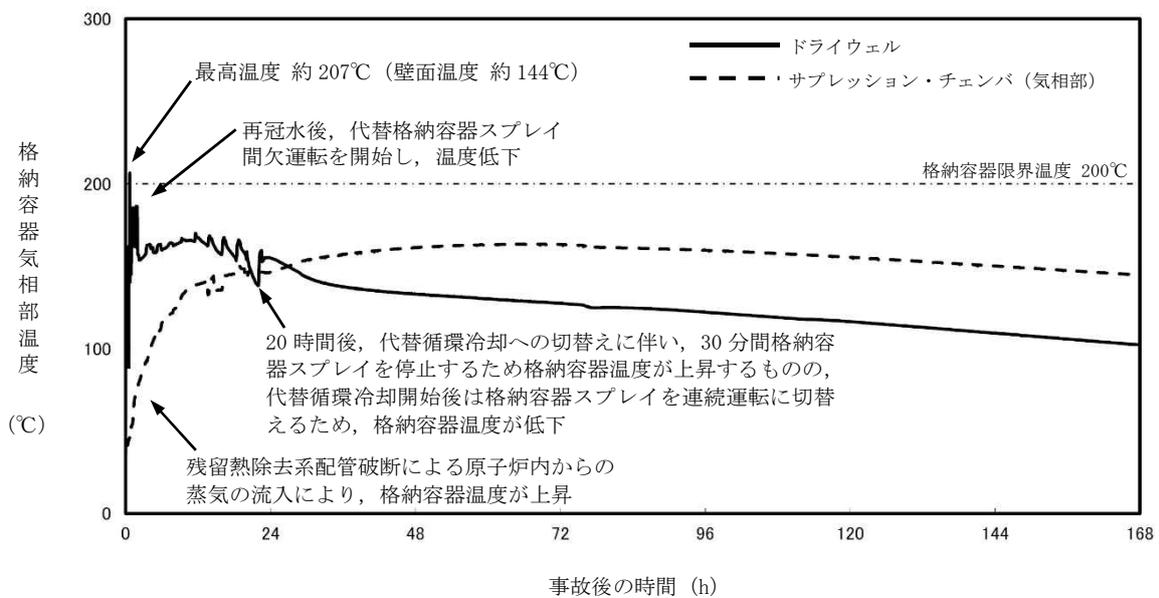


図 3.4.2 格納容器気相部温度の推移

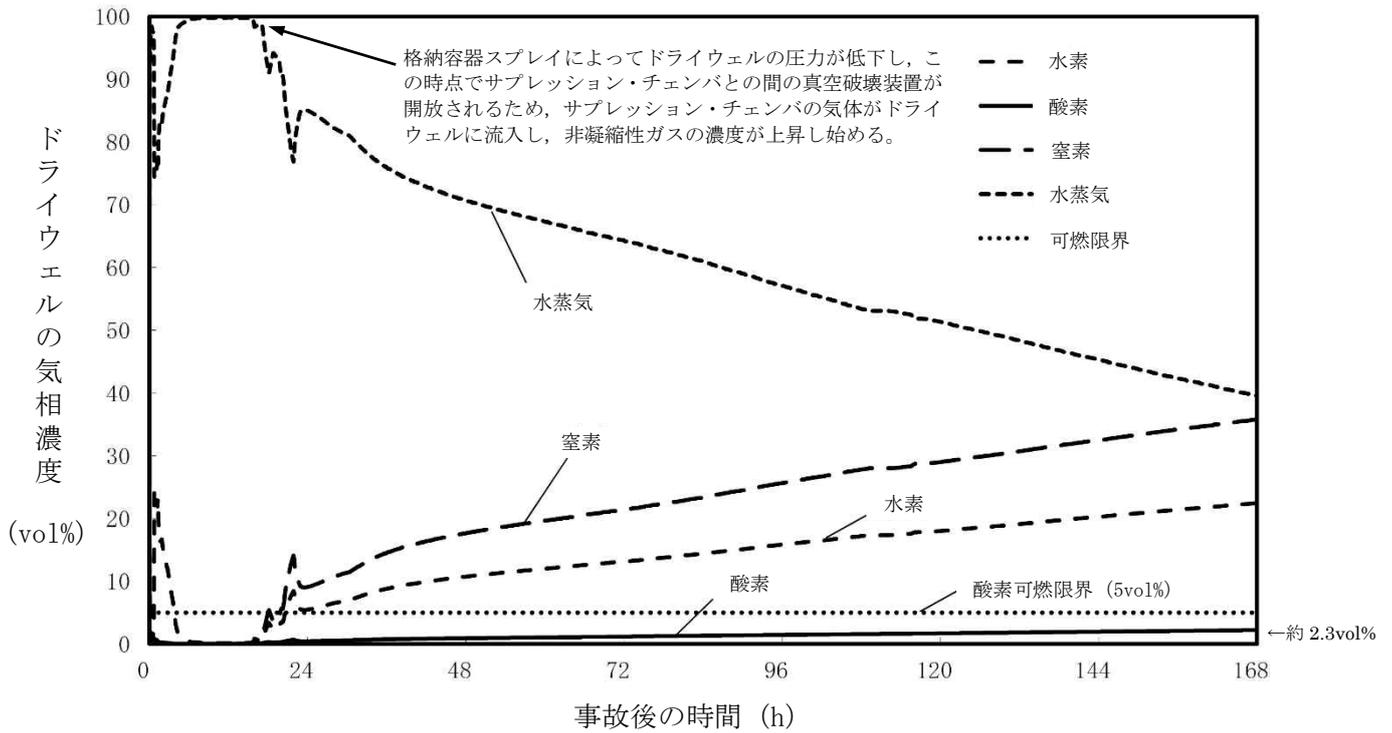


図 3.4.3 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウエット条件)

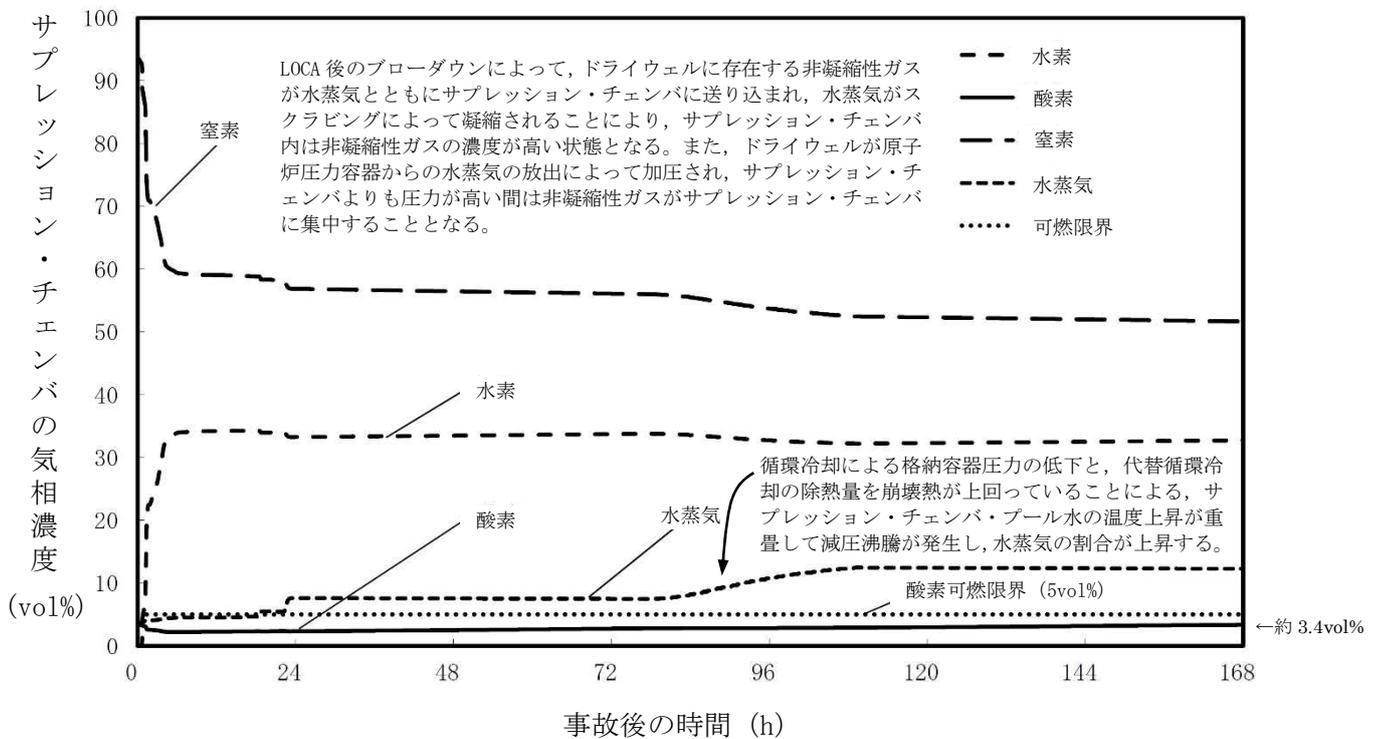


図 3.4.4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウエット条件)

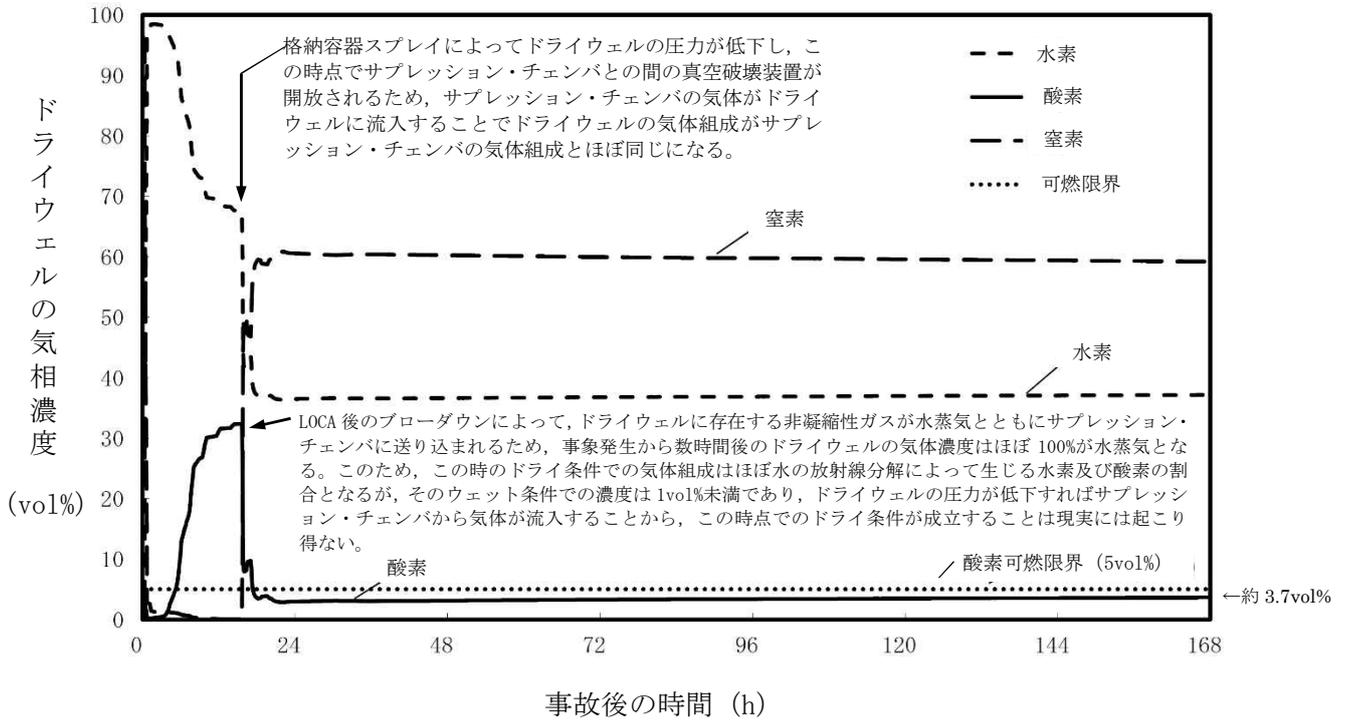


図 3.4.5 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

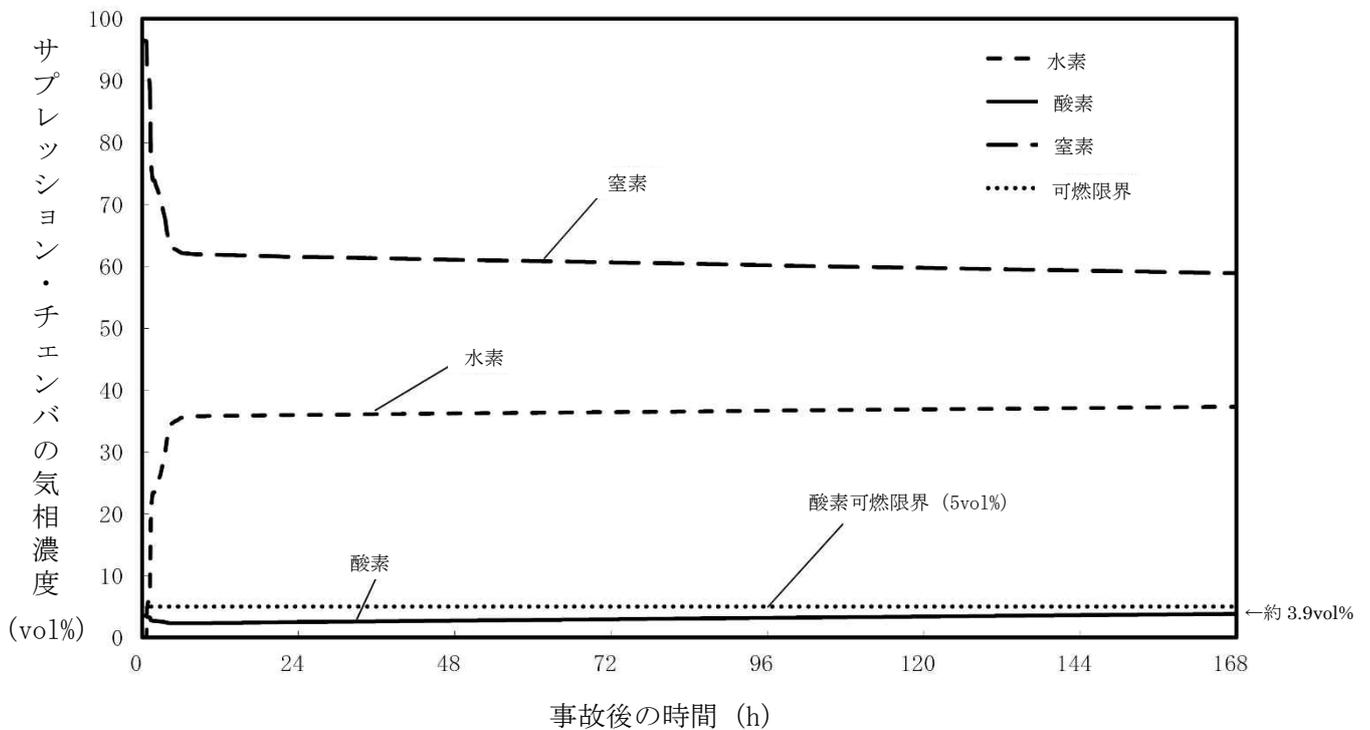


図 3.4.6 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

表 3.4.1 主要解析条件 (水素燃焼)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	初期酸素濃度	3.5vol%	保安規定をもとに設定 (運転上許容されている値の上限)
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウム量の約 16.6% が水と反応して発生する水素量	MAAP による評価結果
	金属腐食等による水素発生量	考慮しない	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定
	水の放射線分解による G 値	水素 : 0.06 分子/100eV 酸素 : 0.03 分子/100eV	重大事故時における原子炉格納容器内の条件を考慮して設定

表 3.4.2 事象発生から 7 日後 (168 時間後) の酸素濃度※

	ウェット条件 (vol%)	ドライ条件 (vol%)
ドライウエル	約 2.3	約 3.7
サプレッション・チェンバ	約 3.4	約 3.9

※ 全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が反応した場合

## 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

## 1. はじめに

今回の評価では、電力共同研究<sup>[1,2]</sup>の結果を踏まえ、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を $G(\text{H}_2) = 0.06$ ,  $G(\text{O}_2) = 0.03$ としている。今回の評価で用いたG値は過去の複数回の実験によって測定した値であり、重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値と考えるが、実験においてもG値にはばらつきが確認されたこと及び事故時の原子炉格納容器内の環境には不確かさがあることを考慮すると、G値については不確かさを考慮した取り扱いが特に重要となる。

実際の事故対応において、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合、事象発生から7日が経過する前に酸素濃度が5vol%を上回る可能性が考えられる。ここでは何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合を想定し、酸素濃度の上昇速度の変化が評価結果及び事故対応に与える影響を確認した。

なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼による爆轟の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度によって判断した。

## 2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対する変更点は以下のとおり。この他の評価条件は、ベースケースと同等である。

- ・水の放射線分解における水素及び酸素のG値を $G(\text{H}_2) = 0.4$ ,  $G(\text{O}_2) = 0.2$ とした。この値は設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。
- ・原子炉格納容器内の初期酸素濃度はベースケースと同様3.5vol%とした。柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の運転実績では、運転中の原子炉格納容器内の酸素濃度は1～2vol%程度であり、3.5vol%となることは想定し難いが、保守的に保安規定に定める運転上の制限の値とした。
- ・事象発生から7日が経過する前に、水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界を上回る場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系(ウェットウェルベント)又は代替格納容器圧力逃がし装置(以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。)によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を

低減する。

### 3. 評価結果

評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1及び表2に示す。

ウェット条件において、酸素濃度は事象発生から約51時間後に5vol%に到達した。このため、本評価では酸素濃度が5vol%に到達した約51時間時点でウェットウェルベントを実施した。その結果、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は大幅に低下し、水素濃度及び酸素濃度は可燃限界未満に抑制された。

なお、ドライ条件では、図5及び図6に示すとおり、事象進展を通じて酸素濃度が5vol%を上回る時間帯が表れるが、図3及び図4に示すとおり、その時間帯には格納容器内の大部分が水蒸気で占められているため、ドライ条件では放射線分解に伴って発生する水素及び酸素の体積割合が高くなり、酸素濃度が5vol%を超える結果となっているものであり、実際の状況下で水素燃焼が発生することは無い。また、代替原子炉補機冷却系の運転開始以降は酸素濃度を監視しながらの対応が可能となるため、酸素濃度をウェット条件で5vol%を未満に抑制しながらの運転操作が可能である。

以上を踏まえると、実際の格納容器内の酸素濃度がウェット条件で仮定した時間よりも早く可燃限界に至ることは考えにくい。

### 4. まとめ

何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる酸素濃度は、事象発生から7日が経過する前に5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出によって水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に抑制できることを確認した。

今回の感度解析に用いたG値は十分に保守的と考えられる値を用いたことから、仮に事故に至った場合でも、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇速度は今回の感度解析の結果を十分下回るものと考えられるが、仮に酸素濃度の上昇速度が今回の感度解析の結果のとおりであっても、格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までに約51時間の時間余裕があることを確認した。

約51時間後の時点で、仮にサプレッション・チェンバのベントラインを経由し耐圧強化ベント系による排出を実施した場合であっても、Cs-137の総放出量は、本評価と同じ「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとしている「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において示した値を下回る※。

※「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」では、事象発生から約38時間後のベントを想定し、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量を $1.4 \times 10^{-3}$  TBqと評価している。ここで仮に格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し

ないものとし、その除染係数1000を見込まない場合、Cs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量は1.4 TBqとなる。本評価で仮定した格納容器内の気体を排出する時間は事象発生から約51時間後であり、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において想定したベントの時間である約38時間後よりも遅く、時間経過に伴いCs-137の格納容器内壁面等への沈着やサブプレッション・チェンバ・プール水への取り込みが進むことから、本評価におけるCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量は1.4 TBqよりも小さな値となる。

また、排出開始後数時間で酸素濃度は1vol%以下に低下することから、その時点で排出操作を停止することにより、Cs-137の総放出量を更に低減することができる。

格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは大破断LOCA後に格納容器圧力逃がし装置等を使用するケースと同じであり、前述のケースよりも格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までの時間余裕が確保されることから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。環境中に放出される核分裂生成物(Cs-137)の観点でも、大破断LOCA後により短い時間(事象発生から約38時間)で格納容器圧力逃がし装置等による排出を実施する場合について評価し、評価項目である100 TBqを十分に下回ることを確認していることから、格納容器圧力逃がし装置等による対応は可能と考える。

## 5. 参考文献

- [1] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究  
平成 12 年 3 月
- [2] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月

以上

表1 G値の変更に伴う評価項目への影響(ウェット条件)

項目	感度解析 (G(H <sub>2</sub> ) = 0.4, G(O <sub>2</sub> ) = 0.2)	ベースケース (G(H <sub>2</sub> ) = 0.06, G(O <sub>2</sub> ) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 51 時間後にサプレッション・チェンバにおいて 5vol%に到達するが、約 51 時間時点でのウェットウエル	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)	ベントラインの開放によって、ドライウエル及びサプレッション・チェンバともに 5vol%未満に低減。	約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	

表2 G値の変更に伴う評価項目への影響(ドライ条件)

項目	感度解析 (G(H <sub>2</sub> ) = 0.4, G(O <sub>2</sub> ) = 0.2)	ベースケース (G(H <sub>2</sub> ) = 0.06, G(O <sub>2</sub> ) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	ウェット条件での酸素濃度 5vol%到達に伴いウェットウエルベントラインを開放するため、格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素及び酸素のみとなり、ドライ	約 3.7vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)	条件での格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1の存在割合となるが、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続ける。	約 3.9vol% (事象発生から 168 時間後)	

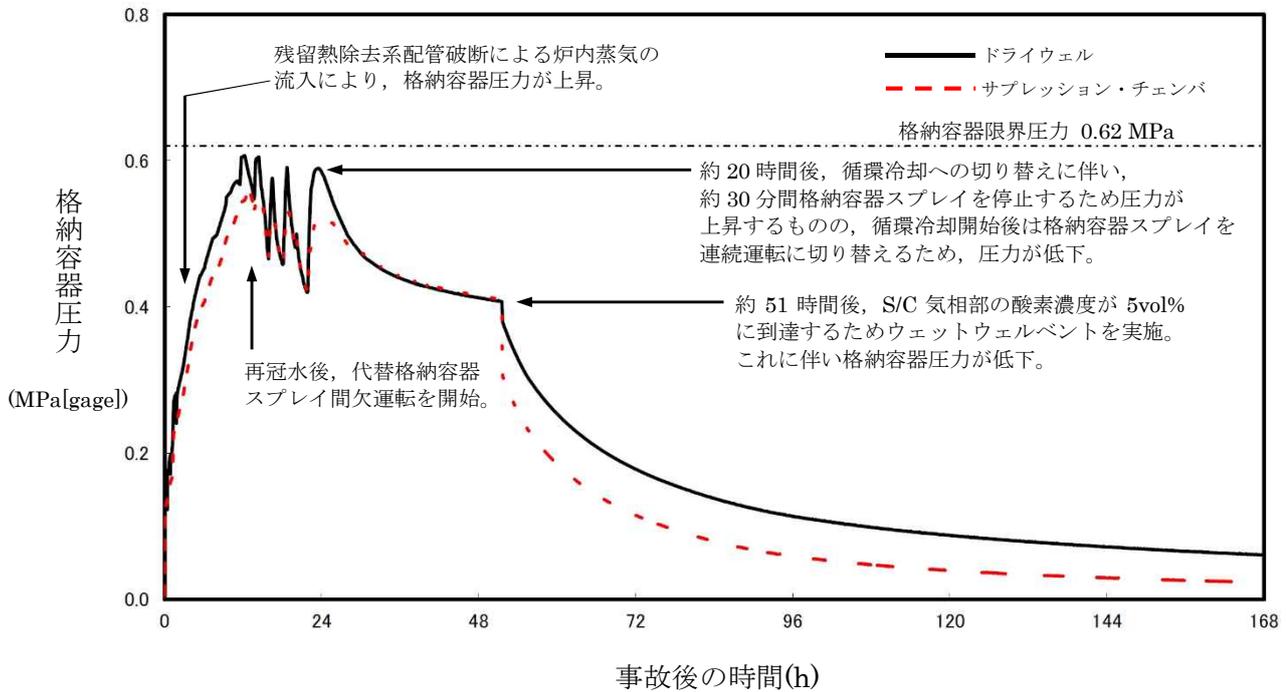


図 1 格納容器圧力の推移

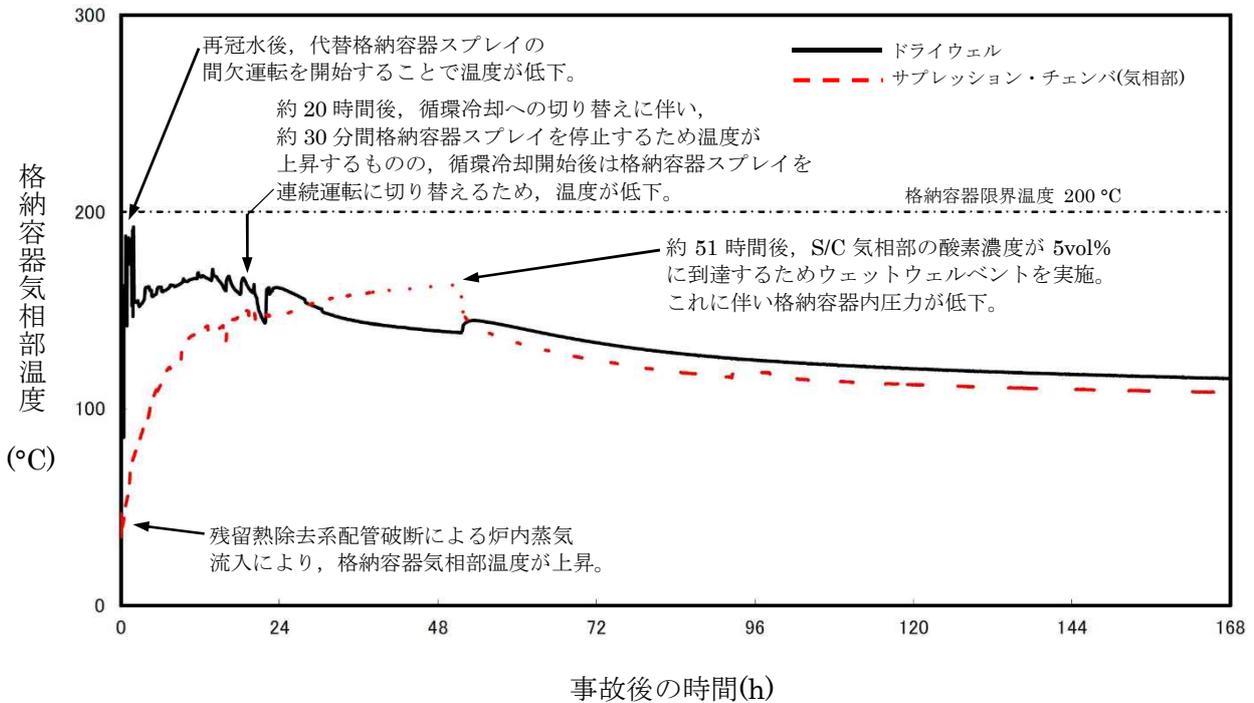


図 2 格納容器気相部温度の推移

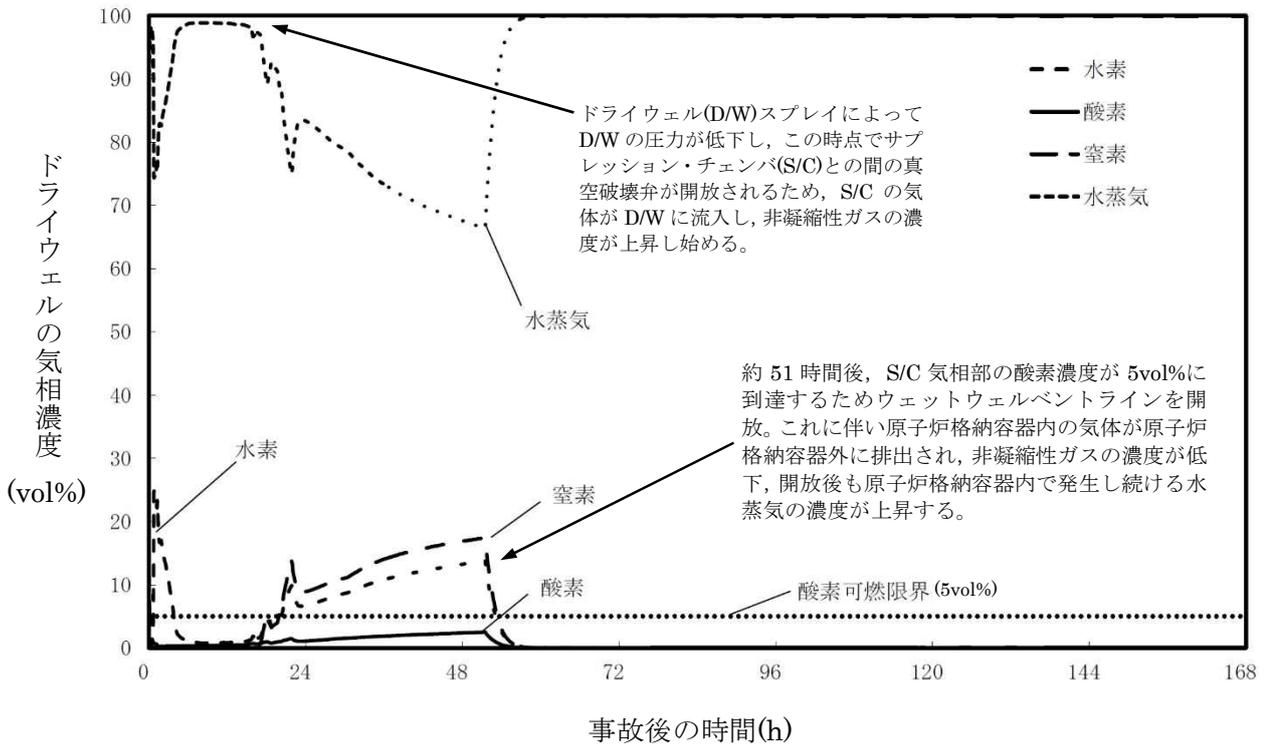


図3 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

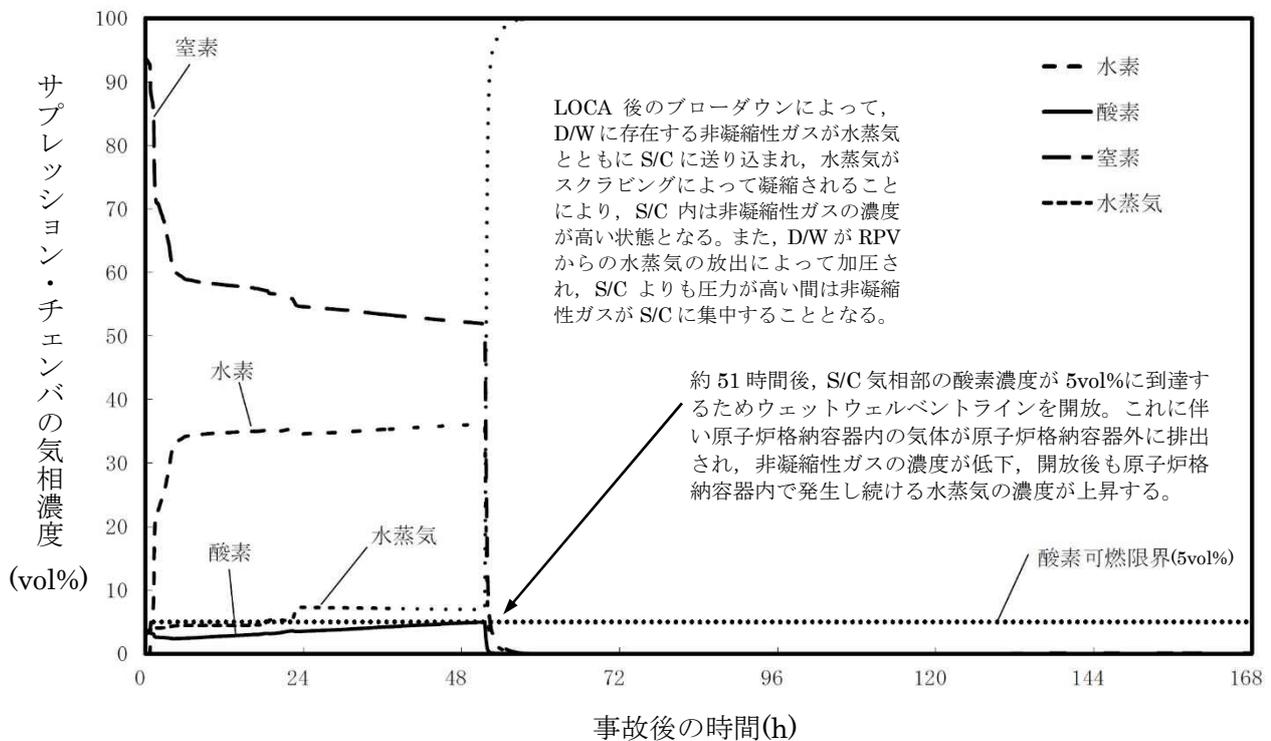


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

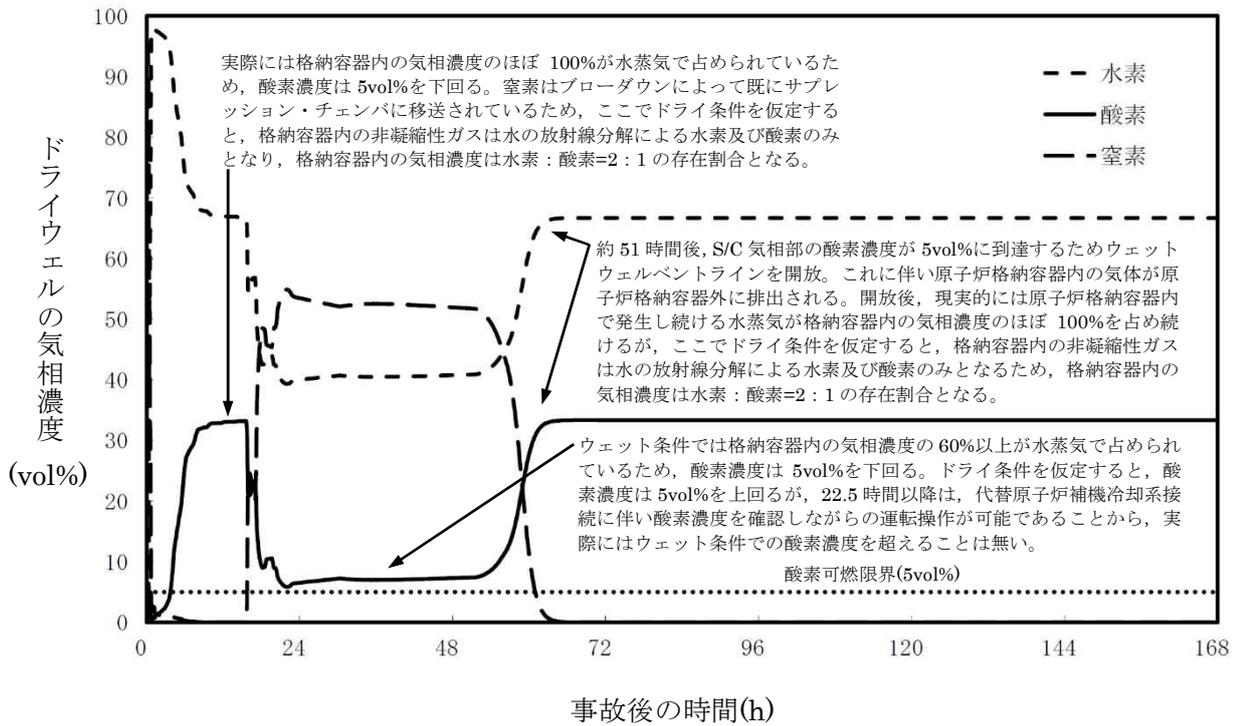


図 5 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

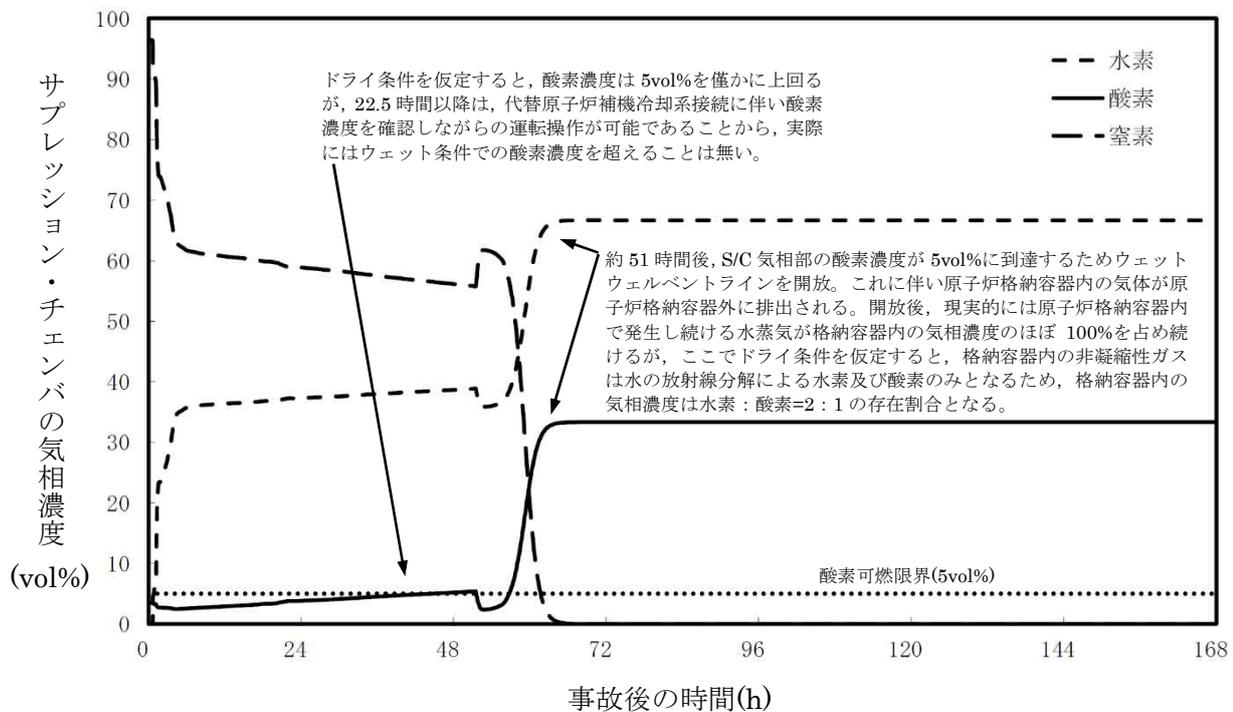


図 6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

## 水の放射線分解の評価について

## 1. 水の放射線分解の考慮

水が  $\gamma$  線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OH ラジカル、 $e_{aq}^+$ (水和電子)、 $HO_2$  ラジカル、 $H^+$ (水素イオン)及び分子生成物の  $H_2$ 、 $H_2O_2$ (過酸化水素)を生じる。また、これら反応と並行して以下の化学反応が生じ、 $H_2$ が OH ラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素は過酸化水素の分解によって生成される。



格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素および酸素の生成をモデル化している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉は、運転中、格納容器内が窒素で置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の圧力容器破損後には、水-ジルコニウム反応やコア・コンクリート反応等、水素については多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素に関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素に関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。

以下では、この酸素の支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。

## 2. 水の放射線分解による水素及び酸素量の計算

水の放射線分解による水素および酸素の生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$$

式(1)のパラメータは以下のとおり。

$\Delta n$  : 水の放射線分解による水素(酸素)発生量 [mol]

$Q_{decay}$  : 崩壊熱 [W]

$E$  : 放射線吸収割合 [-]

一炉内 :  $\beta$  線,  $\gamma$  線ともに 0.1

一炉外の FP :  $\beta$  線,  $\gamma$  線ともに 1

$G$  : 実効 G 値 [分子/100eV]

一水素 :  $G(H_2) = 0.06$

—酸素 :  $G(O_2) = 0.03$   
 $\Delta t$  : タイムステップ [sec]

放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果、約 1%となったことから、これを保守的に考慮して 10%とした。また、炉外の FP については水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの 100%が水の放射線分解に寄与するものとした。<sup>[1]</sup>

今回は  $\beta$  線及び  $\gamma$  線を考慮の対象とし、 $\alpha$  線については考慮の対象としていない。 $\alpha$  線については飛程が短いため、大部分が溶融炉心等に吸収されるものと考え、 $\alpha$  線による水の放射線分解への寄与は無視できるものとした。また、本評価では電力共同研究(以下「電共研」という。)において求めた G 値を用いているが、これは  $\gamma$  線源による照射によって得られた実験結果である。 $\beta$  線は  $\gamma$  線に比べて飛程が短いことから溶融炉心等に吸収され易く、 $\gamma$  線源による実験結果の G 値を  $\beta$  線に対して適用することは、放射線分解に伴う水素及び酸素濃度を多く見積もる点で保守的な取り扱いと考えられる。

放射線の吸収エネルギー100eV 当りに生成する原子・分子数を G 値と呼ぶ。G 値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期 G 値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る等の化学反応の効果を考慮した実効 G 値がある。

照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素や酸素の濃度の、水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素や酸素の濃度の上昇ピークが現れるのでは無く、水素や酸素の濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効 G 値を用いることが適切と考えられるため、本評価では実効 G 値を用いる。また、実効 G 値には電共研の実験結果<sup>[2]</sup>に基づく値を用いた。これについては次項に示す。

### 3. 実効 G 値の設定について

#### 3. 1 実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果<sup>[2]</sup>

本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研「事故時放射線分解に関する研究」<sup>[2]</sup>の実験結果を図 1 に示す。電共研の実験では、苛酷事故の際の格納容器内の環境を想定した。図 1 は、非沸騰条件において、よう素イオン濃度を炉心インベントリの 50%に相当する濃度とし、水-ジルコニウム反応割合は 5.5%とした場合の吸収線量と酸素濃度の相関を示している。

実効 G 値は吸収線量が  $10 \times 10^3$  Gy での傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から約 1.4 時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効 G 値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約 1.4 時間後の実効

G 値を本評価で用いることは保守的であり妥当と考える。

### 3. 2 実効 G 値に影響を及ぼす因子

水の放射線分解によって生成した水素や過酸化水素は、OH ラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このとき OH ラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効 G 値はこれらの因子によって変化する。

実効 G 値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液移行速度(沸騰、非沸騰の違い)といった物理的因子がある。

本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した電共研の実験結果を次に示す。また、電共研の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表 1 に示す。

#### (1) よう素の影響

体系中によう素等の不純物が存在すると、以下の化学反応が生じ、OH ラジカルが OH<sup>-</sup> となるため、OH ラジカルを介した式①の再結合反応を阻害し、水素分子の増加と同時に水素原子の生成が減少する。水素原子の減少により式②の反応が減少することで過酸化水素の加水分解が促進され、酸素の生成量が増大するものと考えられる。



水中のよう素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 2 に示す。液相単相条件下において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの 0~100%に相当する濃度とした。図 2 のとおり、水中のよう素イオン濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が高い。

なお、よう素以外の不純物として、ホウ素、鉄、銅を添加した場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 のとおり、不純物の添加による酸素の発生割合への影響は見られない。

以上の結果から、よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

#### (2) 溶存水素濃度の影響

液相中の水素濃度が増加すると、OH ラジカルを介した再結合反応が進み、その結果、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。

水中の水素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 4 に示す。液相単相条件下において、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 4 のとおり、水中の水素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が低い。

したがって、水の放射線分解が進行し、液相中の水素濃度が上昇すると実効 G 値は徐々

に減少すると考えられる。また、水-ジルコニウム反応によって発生する水素が液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効 G 値は減少すると考えられる。

よって、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられる水-ジルコニウム反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

### (3) 初期酸素濃度の影響

初期酸素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 からは、初期酸素濃度が酸素の実効 G 値に与える影響は確認できない。このことから、初期酸素濃度は少なくとも数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素の実効 G 値に影響を及ぼすものではないと考える。

### (4) 沸騰、非沸騰状態の影響

非沸騰の場合には、水素及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素と酸素の生成量が増加すると考えられる。

沸騰状態における酸素濃度の変化を図 5 に示す。よう素イオン濃度を炉心インベントリの 50%に相当する濃度とし、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 5.0%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 5 のとおり、沸騰状態であっても、吸収線量に対する酸素の発生割合は極めて低い。

上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えられることから、非沸騰状態の実効 G 値を採用することは妥当と考える。

### (5) 温度の影響

温度を室温(25°C)から 45°C まで変化させた場合の酸素濃度の変化を図 6 に示す。図 6 のとおり、温度が高くなるほど再結合反応が促進されるため、実効 G 値は小さくなる傾向となっている。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)による照射試験<sup>[2]</sup>でも、図 7 のとおり、温度依存性について同様の傾向が示されている。

本評価条件では、温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは保守的であり妥当と考える。

### (6) pH の影響

pH を 4, 6.5, 10 とした場合の酸素濃度の変化を図 8 に示す。図 8 からは、中性環境下で酸素の実効 G 値は僅かに小さい傾向を示していることが分かる。<sup>[2]</sup> しかしながら、その傾

きの違いは僅かであることから、中性条件下の試験で求めた実効 G 値を用いることに問題は無いと考える。

### 3. 3 実効 G 値への不純物の影響についての電共研の追加実験結果<sup>[1]</sup>

電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」<sup>[1]</sup>では、電線被覆材等に起因する有機物の影響について追加実験を行っており、有機物をエタノールで模擬して液相中に添加し、酸素濃度の変化を測定している。実験結果は図 9, 10 のとおり、実効 G 値を低減する効果があることが確認されている。これは、エタノールは放射線場では OH ラジカルと反応してエタノールラジカルとなり、還元剤として働いて酸素を消費する反応に寄与するためである。



その他の不純物と合わせて影響をまとめた結果を表 2 に示す。なお、通常の想定濃度範囲では、OH ラジカルの反応速度の観点から、実効 G 値への影響はヨウ素イオンが支配的となることから、ヨウ素イオンで不純物を代表させている。

## 4. 格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法

放射線分解を考慮した格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法は次のとおり。また、格納容器内の酸素・水素濃度の評価の流れを図 11 に示す。

- ・MAAP 解析から得られる各コンパートメントの窒素モル数から、格納容器の初期酸素濃度を 3.5vol%としたときの酸素モル数と窒素モル数を計算する。
- ・各コンパートメントにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素発生量と水素発生量を計算する。
- ・上記を重ね合わせるにより、格納容器内の気相濃度を計算する。

## 5. 参考文献

- [1] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究 平成 12 年 3 月
- [2] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月
- [3] Zittel, H.E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM- 2412 Part VIII (1970).
- [4] Przewski, K.I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’s”, U.S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug. (1984).

以 上

表 1 各種パラメータが酸素の実効 G 値に与える影響

パラメータ	電共研の実験	今回申請における評価	酸素の実効 G 値への影響と保守性
吸収線量	～1×10 <sup>4</sup> Gy	サプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 1.4 時間後に 1×10 <sup>4</sup> Gy を超える。	水素の実効 G 値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり、 <sup>[2,3]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[2]</sup> 酸素濃度の長期(7 日間)の推移を見る観点では、事故進展を考えた上で事象発生から約 1.4 時間後の吸収線量に相当する(1×10 <sup>4</sup> Gy)で求めた実効 G 値を用いることは、保守的であり妥当と考える。(図 1 参照)
よう素放出割合	50% (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	約 84%	水素の実効 G 値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり、 <sup>[2,4]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[2]</sup> しかしながら、図 2 を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G 値(測定データの傾き)に大きな違いは表れないと考えられることから、今回申請における評価において、電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。
水-ジルコニウム反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約 16.6%	水素の実効 G 値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり、 <sup>[2,4]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[2]</sup> このことから、水-ジルコニウム反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 4 参照)
初期酸素濃度	1.5vol%	3.5vol%	少なくとも初期酸素濃度数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素の実効 G 値に影響を及ぼすものではないと考える。(図 3 参照) <sup>[2]</sup>
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰状態 サプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素の実効 G 値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 5 参照) <sup>[2]</sup>
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効 G 値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは保守的であり妥当と考える。(図 6, 7 参照) <sup>[2,3]</sup>
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある	中性環境下では酸素の実効 G 値は僅かに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることに問題は無いと考える。(図 8 参照) <sup>[2]</sup>

表 2 よう素以外の不純物が酸素の実効 G 値に与える影響

物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素の実効 G 値への影響
金属イオン等 (Fe, Cu, B)	炉内構造物 等	0 ~ 2 ppm (TMI-2 事故時の冷却材中不純物濃度や BWR プラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等(Fe, Cu, B)が添加された場合の結果からは、実効 G 値へ影響は見られない。 <sup>[2]</sup> (図 3 参照)
ホウ酸	制御棒材の酸化, MCCI 時の化学反応	約 $1 \times 10^{-3}$ mol/l (格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	水の pH に影響するが、pH の違いによる実効 G 値への影響は小さい。 <sup>[2]</sup>
コンクリート	主成分の SiO <sub>2</sub> , CaO, Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , MgO などが MCCI 時に放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないので、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI 時に CO <sub>2</sub> が発生し水の pH に影響するが、pH の変化による G 値への影響は小さい。 <sup>[1,2]</sup>
有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約 $1.1 \times 10^{-6}$ mol/l (格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	酸素を消費する反応に寄与し、実効 G 値を低減する。 <sup>[1]</sup>

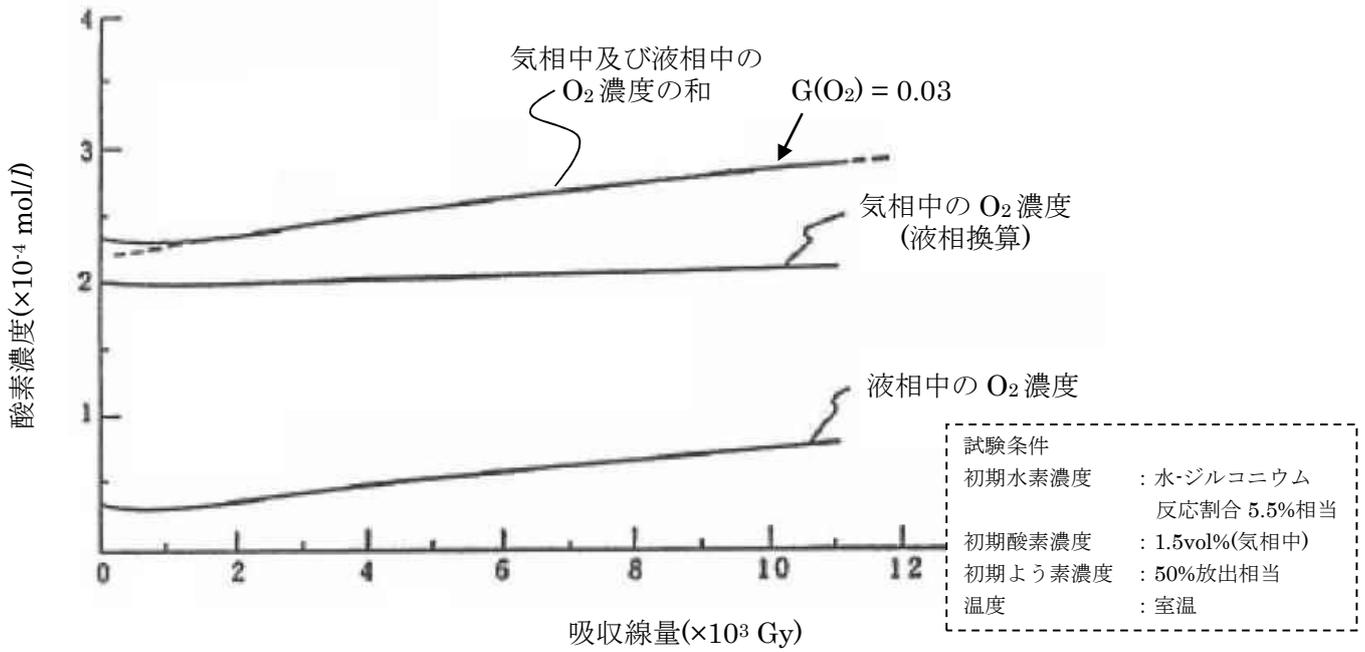


図1 本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果

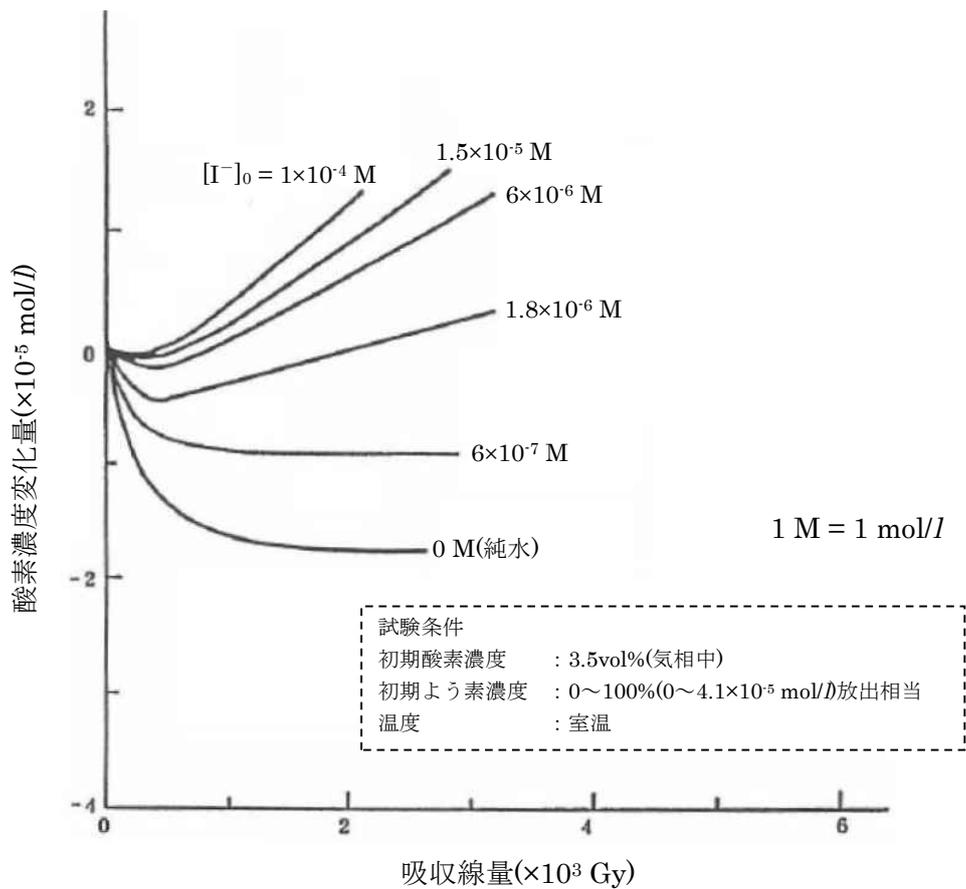


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(よう素濃度を変化させた場合)

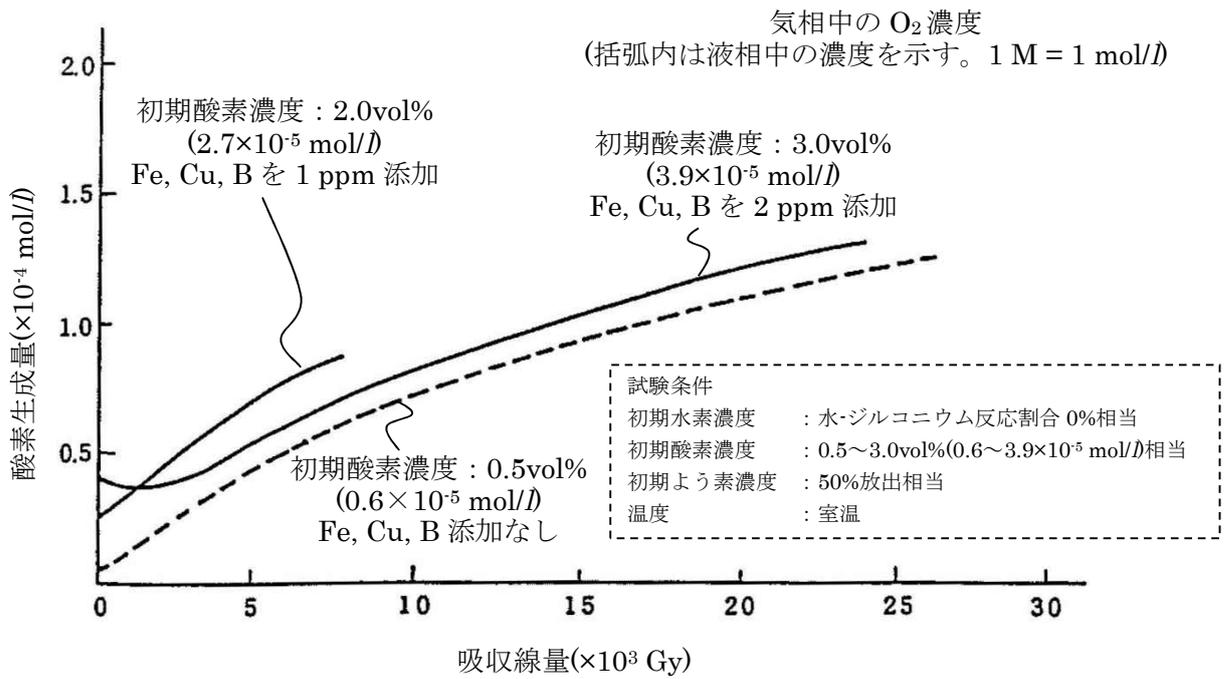


図3 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係  
(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

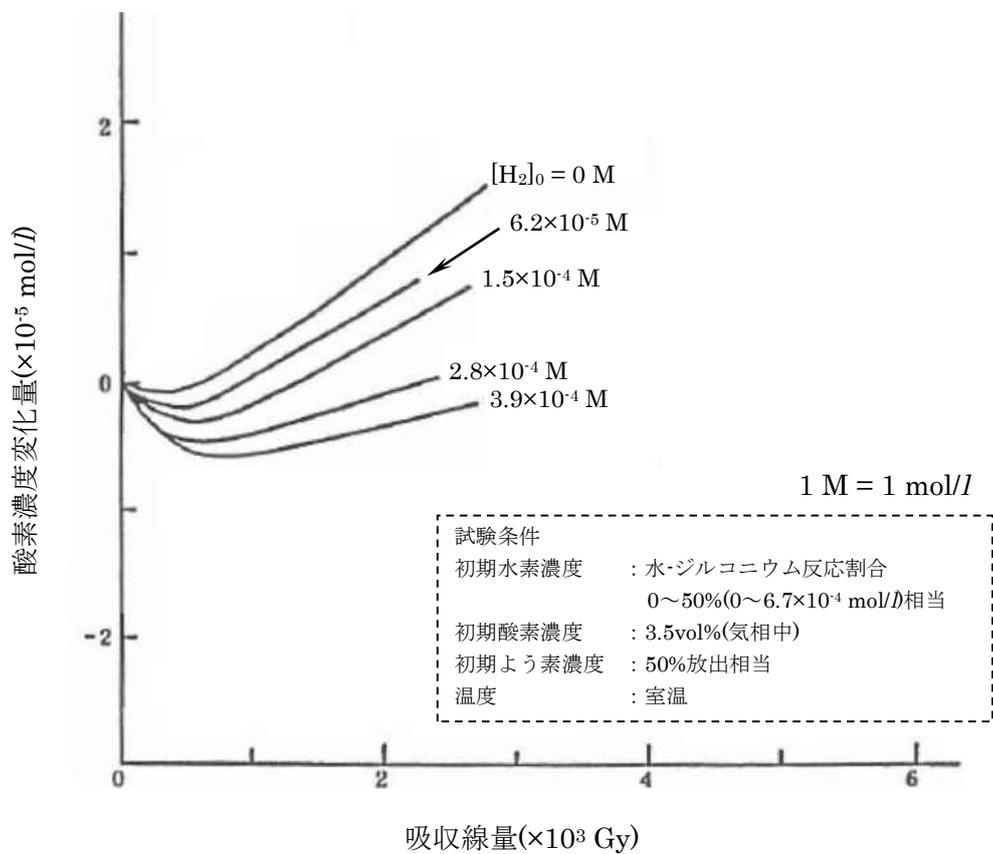


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)

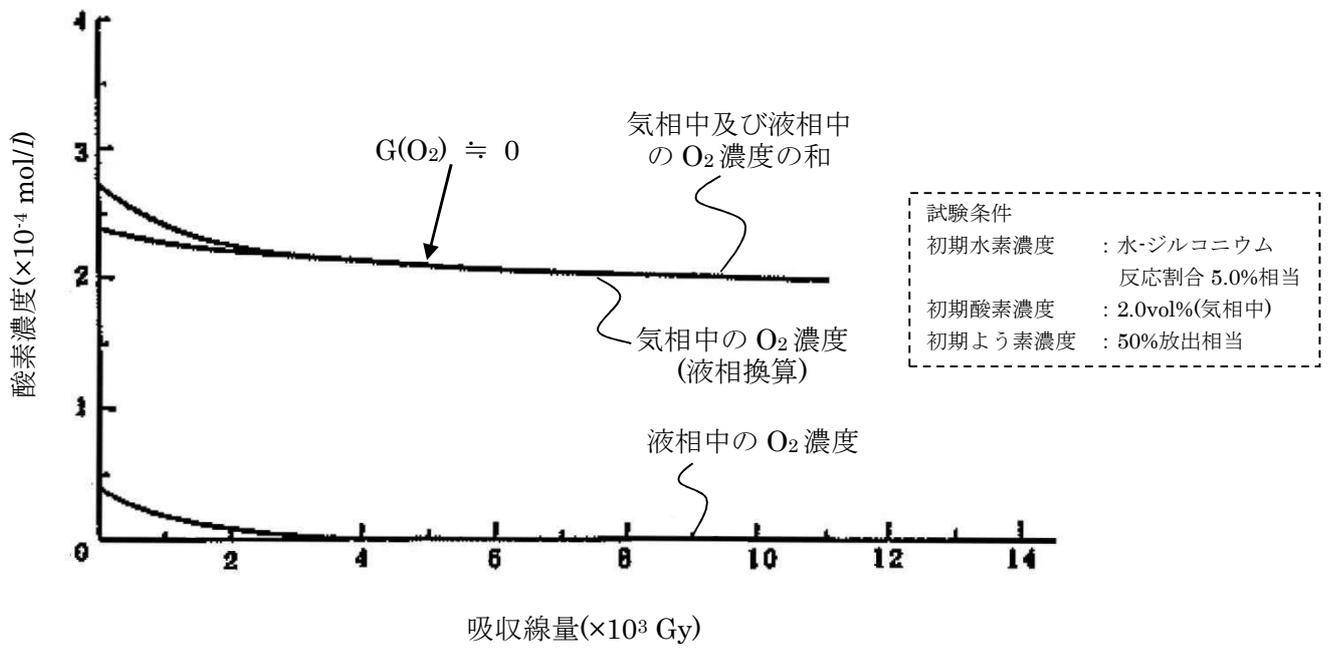


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

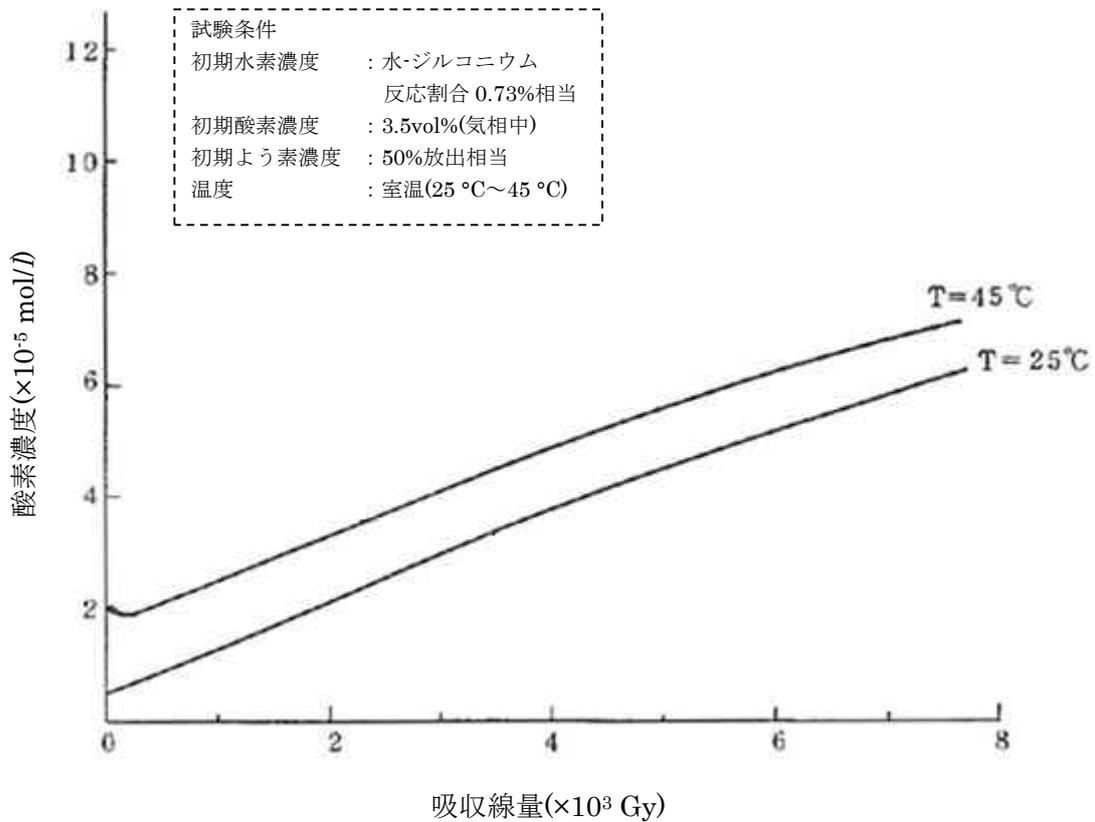


図6 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(温度を変化させた場合)

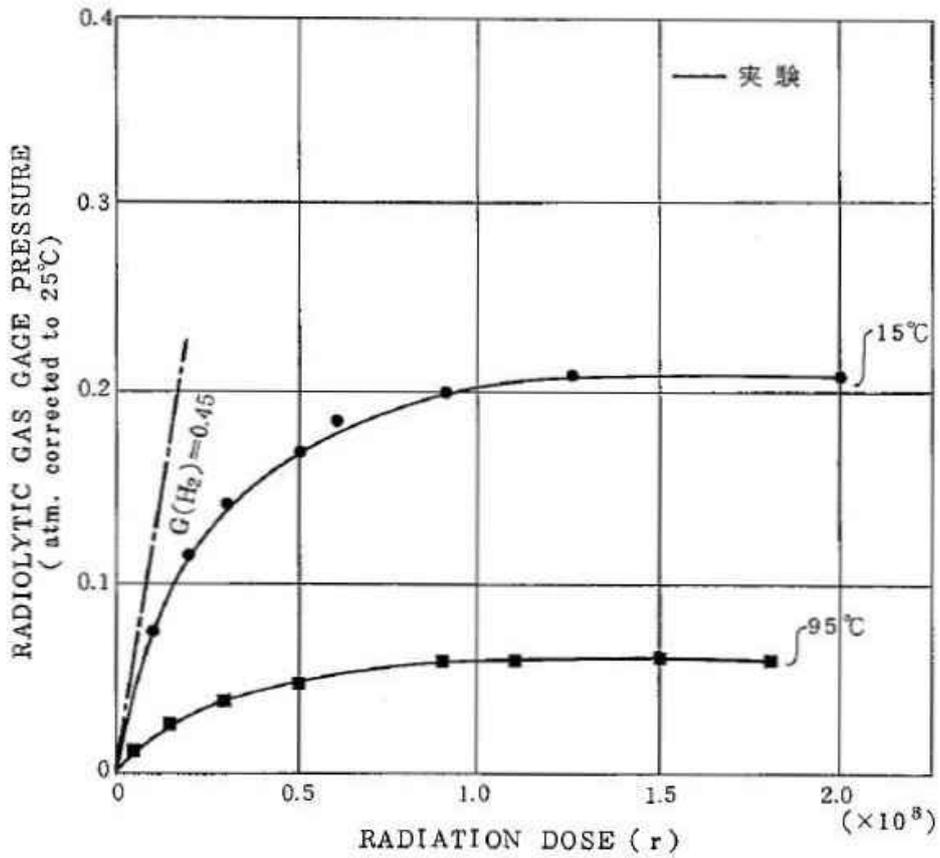


図7 水素発生量と吸収線量の関係(温度を変化させた場合) - ORNLによる試験

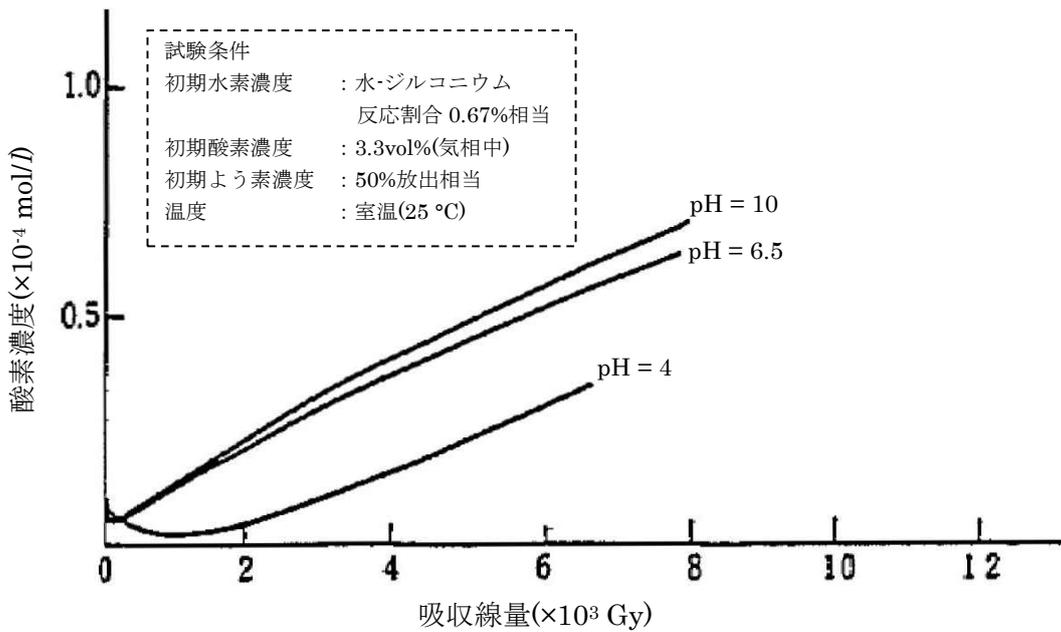


図8 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(pHを変化させた場合)

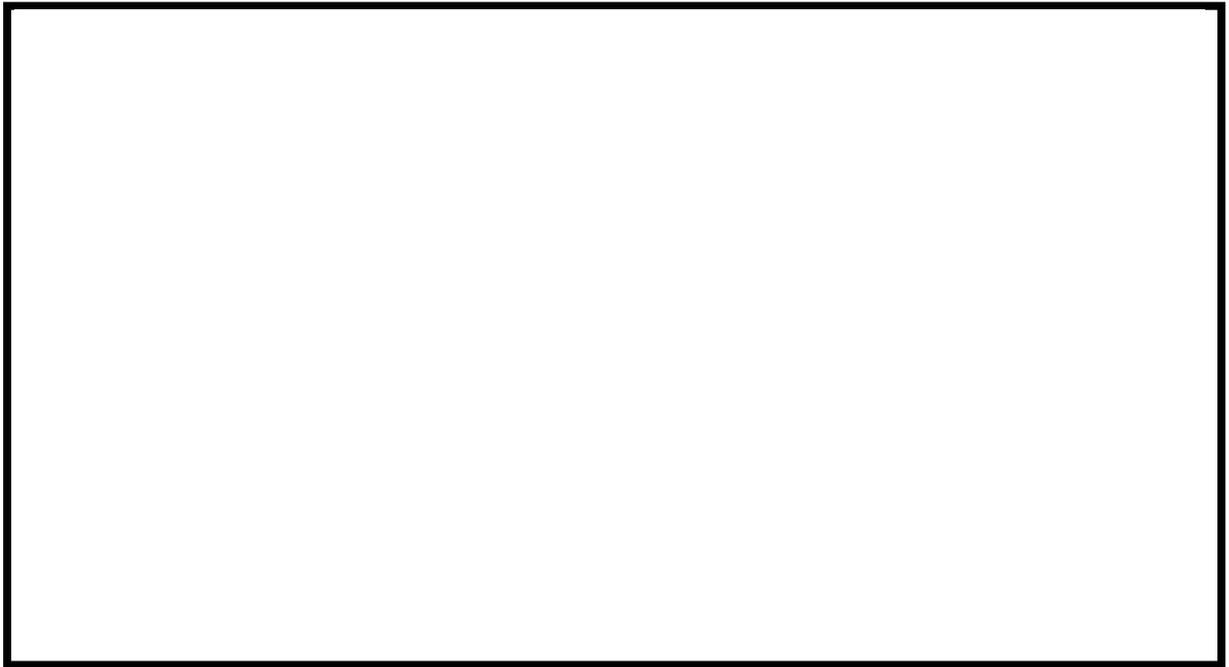


図 9 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加なし)



図 10 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加あり)

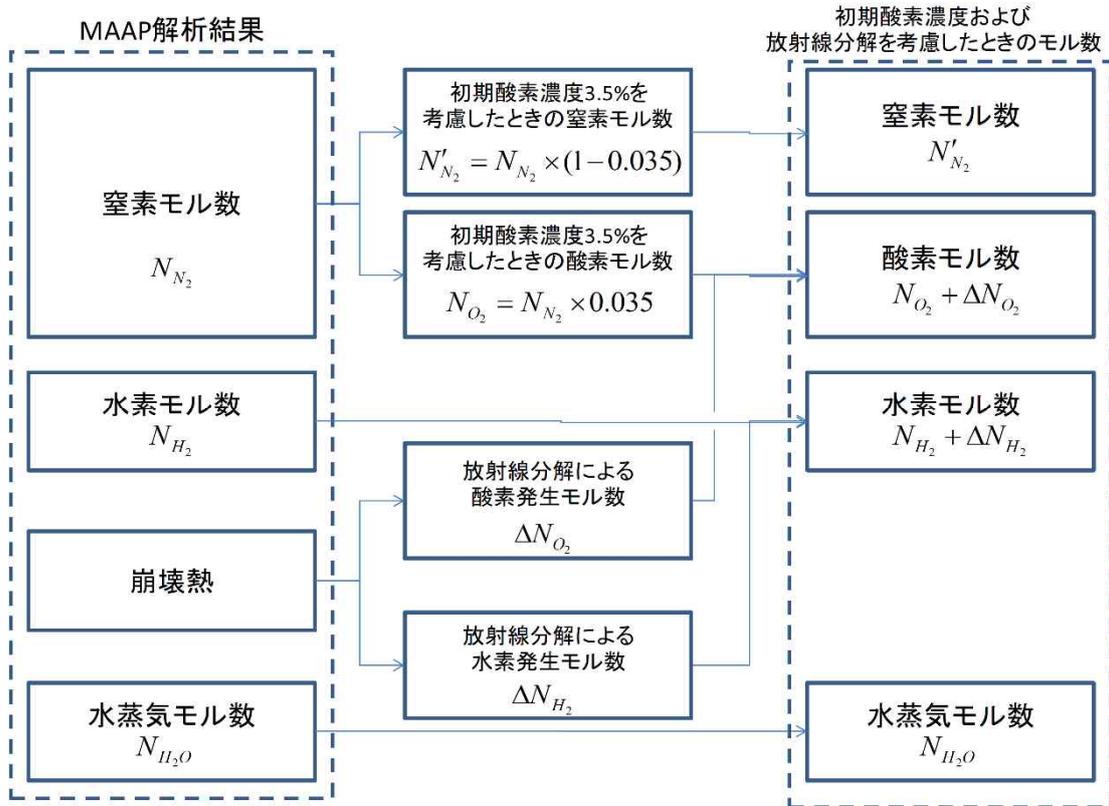


図 11 水素・酸素濃度の評価フロー図

## 安定状態について

水素燃焼時の安定状態については以下のとおり。

原子炉格納容器安定状態：本評価では、事象発生から約 20 時間で代替原子炉補機冷却系を接続し、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を実施する。これにより、7 日後まで格納容器ベントを実施しない状態で原子炉格納容器の機能を維持可能な事象進展となっている。

**【安定状態の維持について】**

本評価における格納容器ベントを実施しない状態を 7 日後以降も継続する場合、酸素濃度は事象発生から約 15 日後にサブプレッション・チェンバにおいて可燃限界に到達する。

このため、事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度を監視するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、原子炉格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器圧力及び温度の低下操作や原子炉格納容器内の窒素置換を試みる。これらの対応が困難であり、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界に到達する場合については、格納容器ベントにより、その水素及び酸素濃度を低減することにより安定状態を維持できる。

表1 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（酸素濃度）に与える影響（水素燃焼）

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（酸素濃度）に与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	初期酸素濃度	3.5vol%	約1vol%～約2vol%	保安規定をもとに設定。（運転上許容されている値の上限）	最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シナリオにおいては格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした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。	最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	炉心内の金属－水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して発生する水素量	事象進展による	MAAPによる評価結果。	最確条件とした場合には水素発生量が変動する可能性があるが、本評価事故シナリオでは、水素発生量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。	最確条件とした場合には水素発生量が変動する可能性がある。炉心内の金属－水反応による水素発生量は、運転員等操作である低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内の金属－水反応による水素発生量に与える影響は小さい。
	金属腐食等による水素発生量	考慮しない	考慮する	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定。	最確条件とした場合には水素発生量が増加するため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シナリオにおいては格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした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。	最確条件とした場合には水素発生量が増加するため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	水素： 0.06分子/100eV 酸素： 0.03分子/100eV	水素： 0.06分子/100eV 酸素： 0.03分子/100eV		苛酷事故時における格納容器内の条件を考慮して設定。	G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内のガスを排出する必要がある。

## 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の評価では、運転操作手順書等を踏まえ、原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から70分後としている。実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる可能性も想定されるが、この場合水素燃焼のリスクの観点では、原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まることでジルコニウム-水反応による水素発生量が抑制され、相対的に酸素の濃度が高くなることで水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界に到達する可能性が考えられる。一方で、注水時点の炉心の状態によっては、注水によってジルコニウム-水反応が促進され、水素発生量が今回の評価よりも増加する場合も考えられる。この場合には、増加した水素によって相対的に酸素濃度が低下すると考えられる。ここでは原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった場合を想定し、原子炉圧力容器への注水開始時刻が評価結果に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対する変更点は以下のとおり。この他の評価条件は、ベースケースと同等である。

- ・原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から30分後とした。30分は今後の更なる事故対応能力の改善を見据えて設定した値である。
- ・格納容器圧力制御の観点で評価上の必要が生じたため、D/Wスプレイの流量を155 m<sup>3</sup>/hとした。D/Wスプレイの流量をベースケースの140 m<sup>3</sup>/hよりも増加させることで、水蒸気の凝縮及びS/C気相部容積の低下が考えられるが、酸素濃度の評価の観点では保守的な結果を与えると考えられる。

## 3. 評価結果

評価結果を図1から図4に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。各パラメータの推移はベースケースとほぼ同等となり、事象発生から7日後の酸素濃度も5vol%未満となった。

## 4. まとめ

原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まることによる評価結果への影響を確認した結果、評価項目となるパラメータである酸素濃度は、ベースケースと同等となった。このことから、実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった場合においても水素燃焼のリスクの観点での事故対応への影響は無い。

以上

表1 原子炉圧力容器への注水開始時刻の変更に伴う評価項目への影響

項目	原子炉圧力容器への注水開始時刻		評価項目
	感度解析 (事象発生から30分後)	ベースケース (事象発生から70分後)	
全炉心内のジルコニウム量 に対する酸化割合	約 18.2%	約 16.6%	—
ジルコニウム-水反応による 水素発生量	約 625kg	約 570kg	
酸素濃度 (ドライウエル)	約 2.2vol% (事象発生から 168 時間後)	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)	約 3.6vol% (事象発生から 168 時間後)	約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	

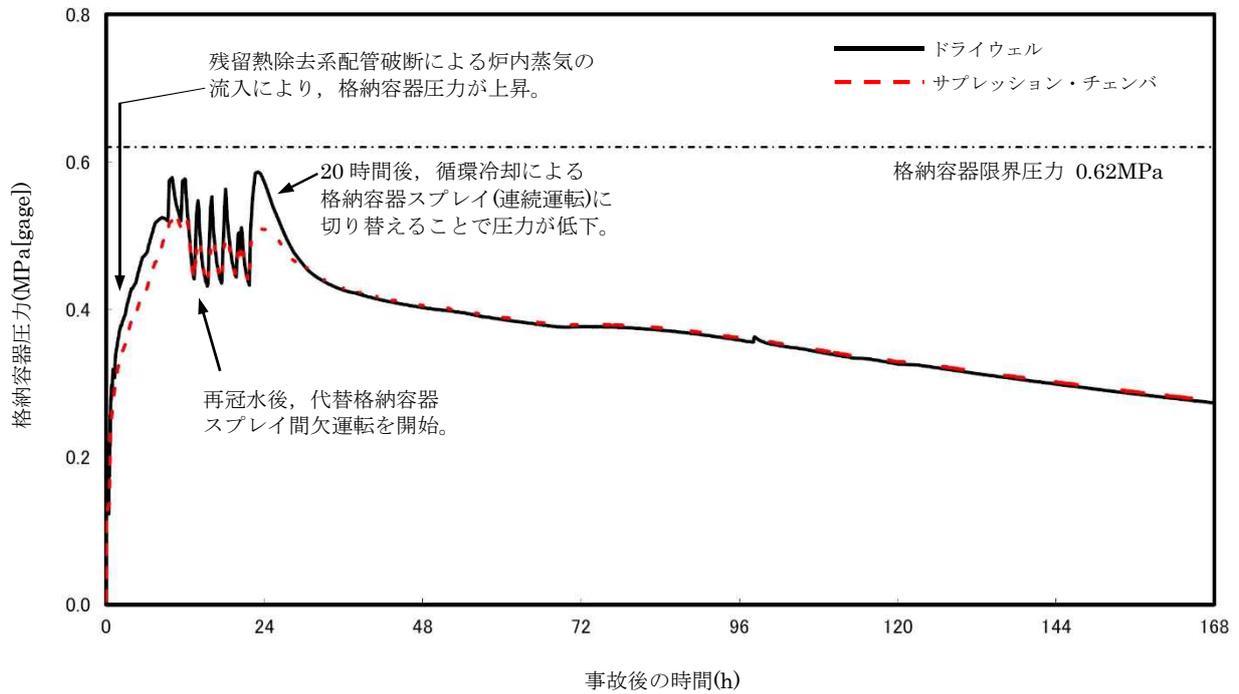


図 1 格納容器圧力の推移

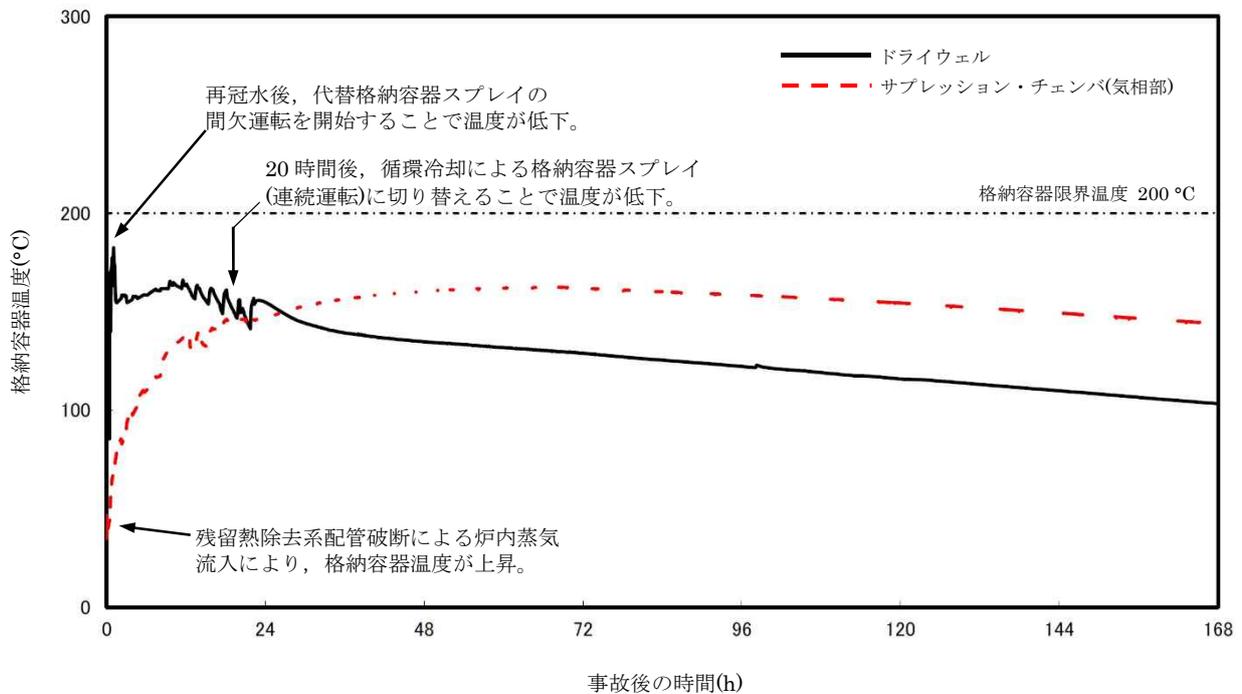


図 2 格納容器温度の推移

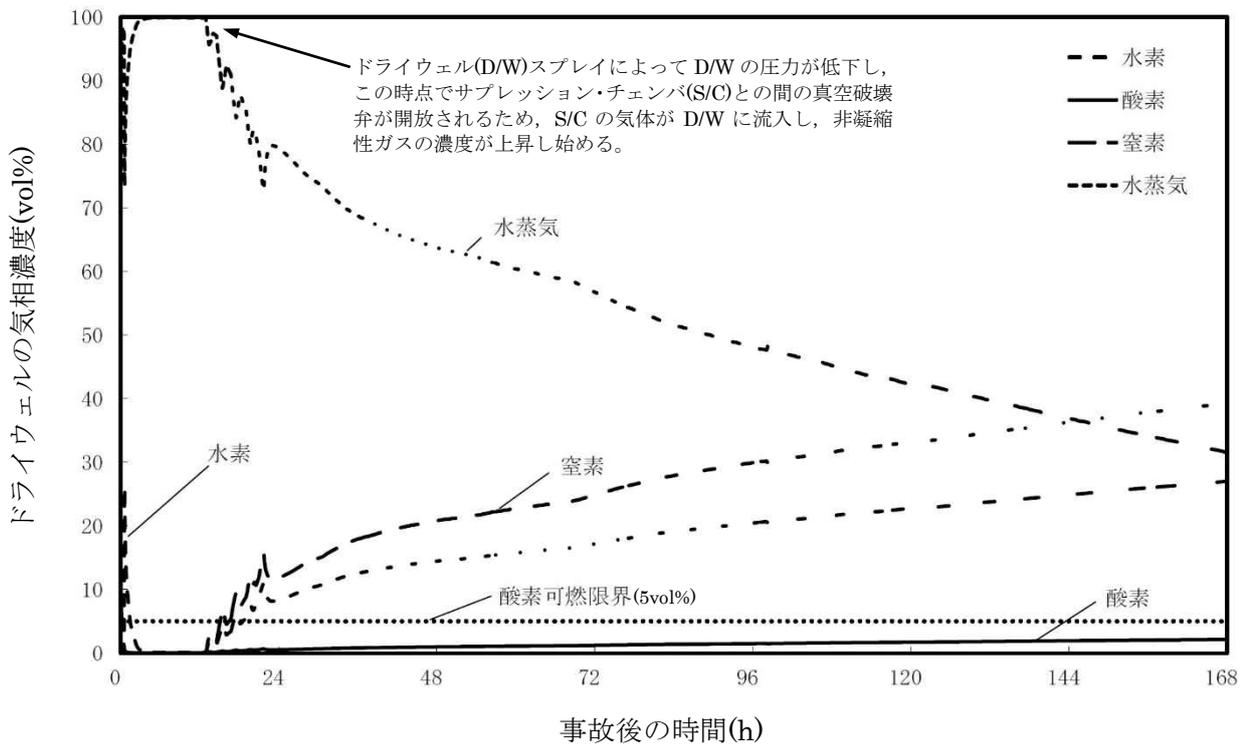


図3 ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)

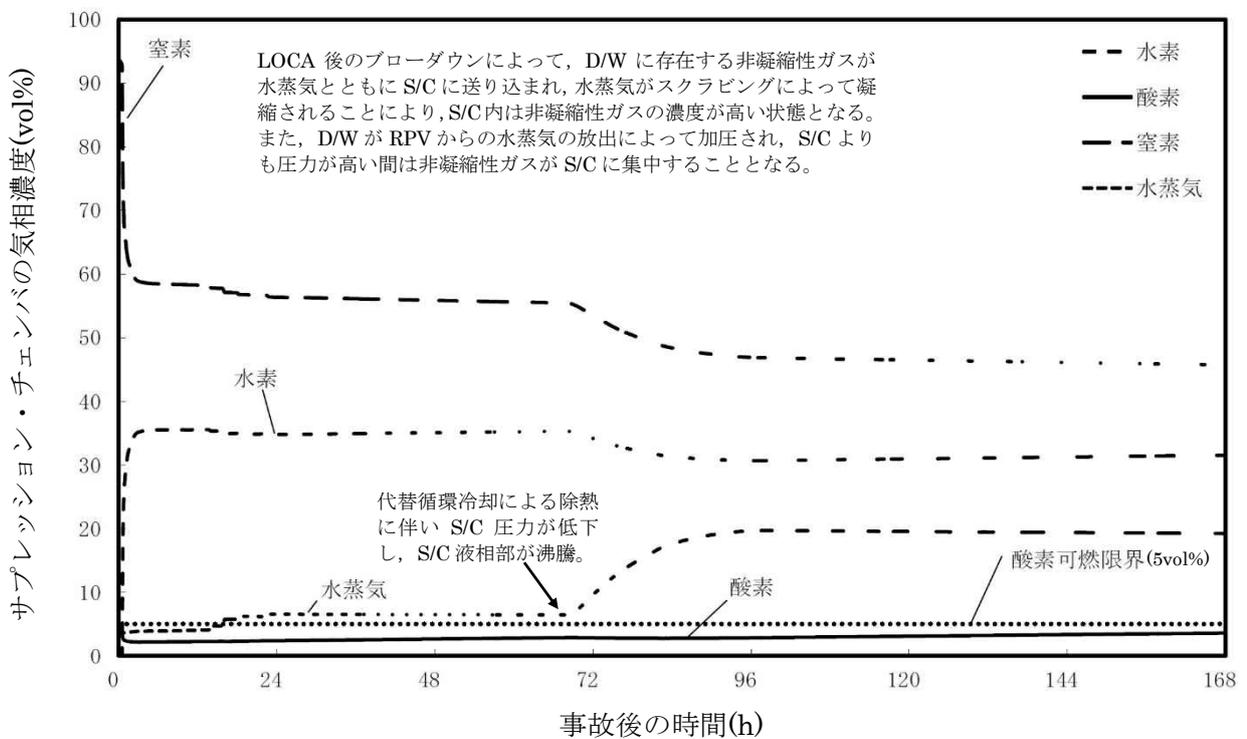


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

### 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

#### 3.5.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPである。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、原子炉の出力運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器下部のコンクリートが浸食され、原子炉格納容器の構造材の支持機能を喪失し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で、原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な原子炉格納容器下部の水位及び水量を確保し、かつ、溶融炉心の落下後は、格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止するとともに、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生を抑制する。

また、溶融炉心の落下後は、格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。その後、代替循環冷却、格納容器圧力逃がし装置又は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って原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食による原子炉圧力容器の支持機能喪失を防止するため、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水手段を整備する。

また、その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置及び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手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1(3)のaからiに示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1.(3)に示すfからhである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図3.2.1から図3.2.4に示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図3.2.2及び図3.2.3である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### 3.5.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態をTQUVとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」である。ここで、逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は、プラント損傷状態がTQUVであるため、事故対応に及ばず逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。

また、1.2.2.1(3)eに示す通り、プラント損傷状態の選定では、LOCAとTQUVを比較し、LOCAの場合はペDESTALに冷却材が流入することで溶融炉心・コンクリート相互作用が緩和される可能性等を考慮し、より厳しいと考えられるTQUVを選定した。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンスと同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」ではプラント損傷状態をTQUVとし、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態をTQUXとしており、異なるプラント状態を選定している。しかしながら、どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、これらの格納容器破損モードについては同じ事故シーケンスで評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、

燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，ECCS注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後のリロケーション，構造材との熱伝達，下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達，原子炉圧力容器破損，原子炉圧力容器内FP挙動及び原子炉格納容器における炉心損傷後の格納容器下部床面での熔融炉心の拡がり，原子炉圧力容器外FCI（熔融炉心細粒化），原子炉圧力容器外FCI（デブリ粒子熱伝達），熔融炉心と格納容器下部プール水の伝熱，熔融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生が重要現象となる。

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シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉格納容器下部の床面及び壁面のコンクリート浸食量等の推移を求める。

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，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

有効性評価の条件は，「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。これに加え，初期条件の初期酸素濃度及び事故条件の水素ガス及び酸素ガスの発生割合は，「3.4 水素燃焼」と同じである。

## (3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位，格納容器圧力，格納容器温度，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気相濃度，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器下部水位，熔融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量の推移を図3.5.1から図3.5.11に示す。

### a. 事象進展

事象進展は「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

### b. 評価項目等

熔融炉心落下前の原子炉格納容器下部への水張り及び熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水の継続によって，原子炉格納容器下部のコンクリートの床面及び壁面共に有意な浸食は発生せず，原子炉格納容器下部の熔融炉心は適切に冷却される。

原子炉格納容器下部壁面の浸食については，約1.67mの厚さの内側鋼板及びコンクリート部を貫通して，外側鋼板まで到達しない限り，原子炉圧力容器の支持機能は維持される。原子炉格納容器下部壁面のコンクリートに有意な浸食は発生しないため，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

原子炉格納容器下部床面の浸食については，原子炉格納容器下部の床面のコンクリー

ト厚さが約 7.1m であり、原子炉格納容器下部床面のコンクリートに有意な浸食は発生しないため、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

また、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生は、原子炉格納容器下部のコンクリートに有意な浸食は発生しないため、無視できる。このため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が格納容器圧力及び気相濃度に与える影響は無い。なお、原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の本評価における水素濃度は、ドライウェルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で 13vol%以上、ドライ条件で 34vol%以上となり、13vol%を上回る。一方、酸素濃度は水の放射線分解によって徐々に上昇するものの、事象発生から 7 日後（168 時間後）においても酸素濃度はウェット条件で約 2.1vol%，ドライ条件で約 2.6vol%であり、可燃限界である 5vol%を下回る。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

その後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱相当の流量での格納容器下部注水を継続して行うことで、安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 3.5.1)

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(8)の評価項目について、原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量<sup>※1</sup>を評価項目への対策の有効性を確認するためのパラメータとして対策の有効性を確認した。なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)及び(2)の評価項目については「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）」にて評価項目を満足することを確認している。また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(5)の評価項目の評価結果については「3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。

なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目については「3.4 水素燃焼」において、(7)の評価項目については「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、それぞれ選定された評価事故シナリオに対して対策の有効性を確認しているが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

※1 熔融炉心が適切に冷却されることについても、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が維持される範囲で原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリートの浸食が停止することで確認した。

### 3.5.3 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。

熔融炉心・コンクリート相互作用では、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能

が喪失して炉心損傷に至り、溶融炉心が原子炉格納容器下部へ落下してコンクリートを浸食することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作及び溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、炉心溶融開始後の溶融炉心の移動（リロケーション）、初期水張りされた原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心の粒子化、落下した溶融炉心の拡がり、溶融炉心から水への熱伝達及びコンクリート浸食が挙げられる。炉心溶融開始後の溶融炉心の移動（リロケーション）に対しては、原子炉圧力容器下鏡部温度を監視し、300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張りを行い、原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下に対しては、原子炉格納容器下部の雰囲気温度、格納容器圧力等を監視し、原子炉圧力容器破損を認知して原子炉格納容器下部への注水を行うといった徴候を捉えた対応を図ることによって、溶融炉心を確実に冷却できることを確認している。また、本評価事故シーケンスの評価では、溶融炉心から水への熱伝達（上面熱流束）が本物理現象に対して影響が大きいことを踏まえて、上面熱流束に対する影響評価を実施する。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点での原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間の不確かさは小さく、また、溶融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉

圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であること及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析により原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、リロケーション開始時間の不確かさは小さく、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、リロケーション開始時間の不確かさは小さく、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約 7 時間後）に対して、十数分早まる程度であり、原子炉格納容器下部への注水は中央制御室から速やかに実施可能な操作であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容

器下部注水操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器内 FP 挙動の不確かさとして、原子炉压力容器内 FP 挙動と本事象に対する運転員等操作の関連はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして、溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数等の感度解析より、原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されている。また、原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉格納容器下部のプール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールクラスト間の熱伝達係数の感度解析を実施した。感度解析の結果、コンクリート浸食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることが確認されているが、コンクリート浸食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。

炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融炉心とコンクリート伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、ACE 及び SURC 実験解析より溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート浸食挙動について妥当に評価できることが確認されている。また、溶融炉心とコンクリートの伝熱及び非凝縮性ガス発生に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.5.2)

#### 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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されており、また、原子炉压力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であること及び原子炉压力容器破損時点で原

子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉压力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認しており、また、原子炉压力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉压力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。また、原子炉压力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉压力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉压力容器破損（事象発生から約 7 時間後）に対して、早まる時間はわずかであり、破損時間がわずかに早まった場合においても、原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器内 FP 挙動の不確かさとして、原子炉压力容器内 FP 挙動と熔融炉心・コンクリート相互作用による浸食深さに関連はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして、エントレインメント係数の感度解析より、熔融炉心の細粒化割合がコンクリート浸食に与える感度は小さいことが確認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小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器下部床面での熔融炉心の拡がり及び熔融炉心と原子炉格納容器下部のプール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び熔融プールクラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、コンクリート浸食量について支配的な上面熱流束についての感度解析を実施した。感度解析の結果、コンクリート浸食量は床面で約 5cm、壁面で約 2cm に抑えられ、原子炉压力容器の支持機能を維持できることを確認した。なお、本感度解析ケースでは、熔融炉心・コンクリート相互作用によって約 60kg の可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが、本評価においてもジルコニウム-水反応によって約 1400kg の水素が発生することを考慮すると、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及び

その他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が、可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について、本評価における原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は、ドライウエルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で 13.1vo1%以上、ドライ条件で 34.4vo1%以上となり、13vo1%を上回る。このことから、本感度解析において評価した、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を、本評価の結果に加えて気相濃度を評価しても、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。

なお、溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約 60kg の気体の内訳は、可燃性ガスである水素が約 55kg、一酸化炭素が約 5kg、その他の非凝縮性ガスである二酸化炭素が 1kg 未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると、原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり、一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、溶融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を本評価の結果に加えて気相濃度を評価する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度は 3.5.2 (3) b にて示した酸素濃度（ウェット条件で 2.1vo1%，ドライ条件で 2.6vo1%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(添付資料 3.5.2, 3.5.3)

## (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3.2.2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られ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やかになり、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点を操作開始の起点としている原子炉急速減

圧操作の開始が遅くなるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。また、原子炉压力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉压力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

初期条件の熔融炉心からプールへの熱流束は、解析条件の800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）に対して最確条件は800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）であり、解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは、解析条件の「内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板及びベント管は考慮しない」に対して最確条件は「コンクリート以外の素材を考慮する」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にはコンクリートより融点が高い内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板の耐熱の効果及びベント管の管内の水による除熱の効果により、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるが、コンクリート浸食量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。

(添付資料3.5.2)

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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、熔融炉心の持つエネルギーが小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の熔融炉心からのプールへの熱流束は、解析条件の800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）に対して最確条件は800kW/m<sup>2</sup>相当（圧力依存あり）であり、解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。コンクリート浸食量に対しては上面熱流束の感度が支配的であり、実験で確認されている浸食面における浸食の不均一性等の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリート浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉压力容器の支持機能を維持できることを確認した。本感度解析ケースでは、熔融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが、本評価においてもジルコニウム-水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。

熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が、可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について、本評価における原子炉格納容器下部への熔融炉心落

下後の原子炉格納容器内の水素濃度は、ドライウエルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.1vol%以上、ドライ条件で34.4vol%以上となり、13vol%を上回る。このことから、本感度解析において評価した、熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を、本評価の結果に加えて気相濃度を評価しても、原子炉格納容器内の可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。なお、熔融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は、可燃性ガスである水素が約55kg、一酸化炭素が約5kg、その他の非凝縮性ガスである二酸化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると、原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり、一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、熔融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を、本評価の結果に加えて気相濃度を評価する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度は3.5.2 (3) bにて示した酸素濃度（ウェット条件で2.1vol%，ドライ条件で2.6vol%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内の可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは、解析条件の「内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板及びベント管は考慮しない」に対して最確条件は「コンクリート以外の素材を考慮する」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にはコンクリートより融点が高い内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板の耐熱の効果及びベント管の管内の水による除熱の効果により、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件について、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食量を評価するにあたり、事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様、電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなるため、熔融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリート浸食量は床面で約0.5cmに抑えられ、壁面では有意な浸食は発生しないことから、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。コンクリート浸食量が僅かであることから、本評価における熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生量は格納容器内の気相濃度に影響を与えない。このため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの蓄積及び燃焼による格納容器圧力への影響は無く、格納容器内の気体組成の推移は

3.5.2 (3) bと同じとなる。なお、本評価における原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の水素濃度は、ドライウェルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.1vol%以上、ドライ条件で34.4vol%以上となり、13vol%を上回る。一方、酸素濃度はウェット条件で2.1vol%以下、ドライ条件で2.6vol%以下であり、可燃限界である5vol%を下回ることから、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(添付資料3.5.2, 3.5.3)

#### 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

操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、解析上の操作時間として原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始（事象発生から約3.7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、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度を監視しながら溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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。

操作条件の溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作は、解析上の操作時間として原子炉压力容器破損後（事象発生から約7.0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、原子炉压力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作は原子炉圧力、格納容器下部の雰囲気温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉压力容器破損を判断し、注水操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

(添付資料3.5.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、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。

操作条件の溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料3.5.2)

(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。

操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作については、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、原子炉格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張りの完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。

操作条件の溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作については、原子炉压力容器が破損するまでの時間は事象発生から約7.0時間あり、また、溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも、溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約0.6時間の時間余裕がある。

(添付資料3.5.2)

(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。

#### 3.5.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.2.4と同じである。

#### 3.5.5 結論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器下部のコンクリートが浸食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能を喪失し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水手段を整備している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」について、有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を実施することにより、溶融炉心の冷却が可能である。その結果、浸食の不均一性等の不確かさを考慮しても、コンクリート浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉格納容器の構造材の支持機能を維持できる。また、安定状態を維持できる。

(添付資料3.5.3)

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、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。

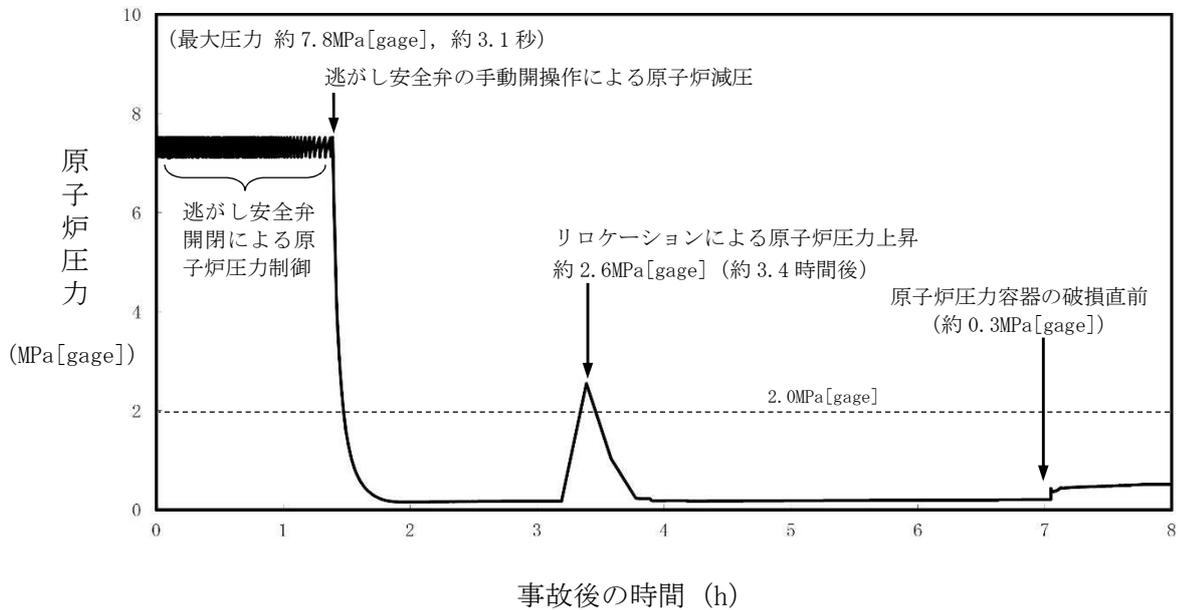


図 3.5.1 原子炉圧力の推移

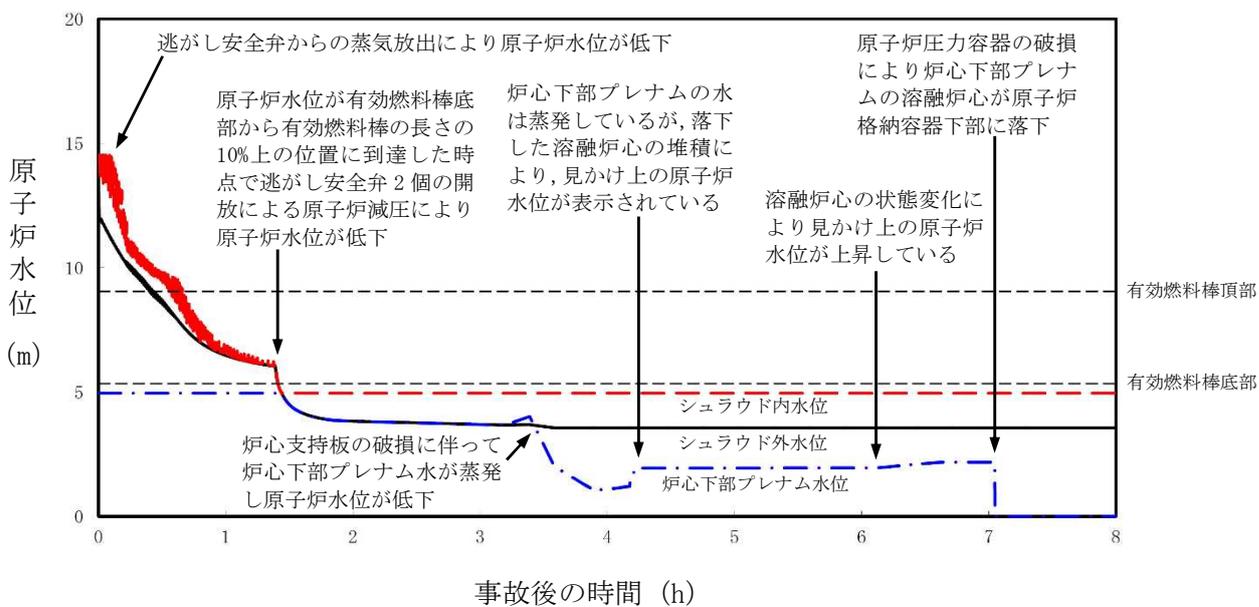


図 3.5.2 原子炉水位の推移

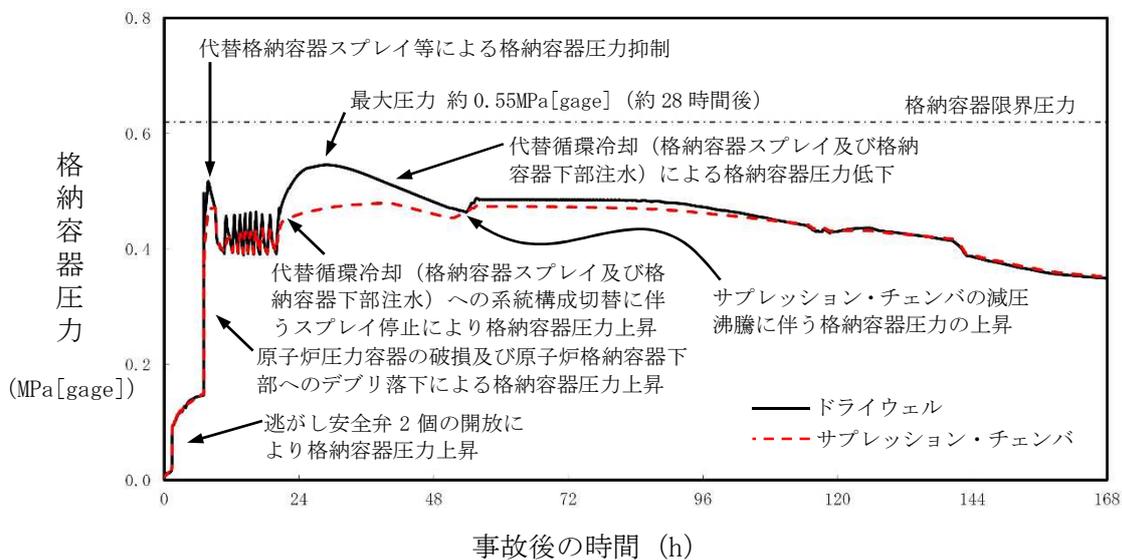


図 3.5.3 格納容器圧力の推移

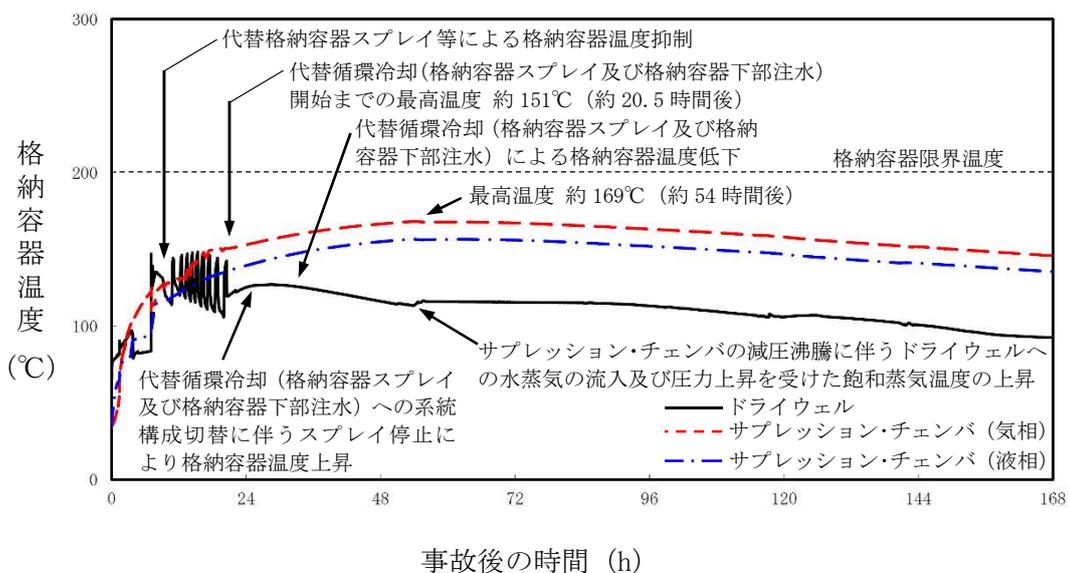


図 3.5.4 格納容器温度の推移

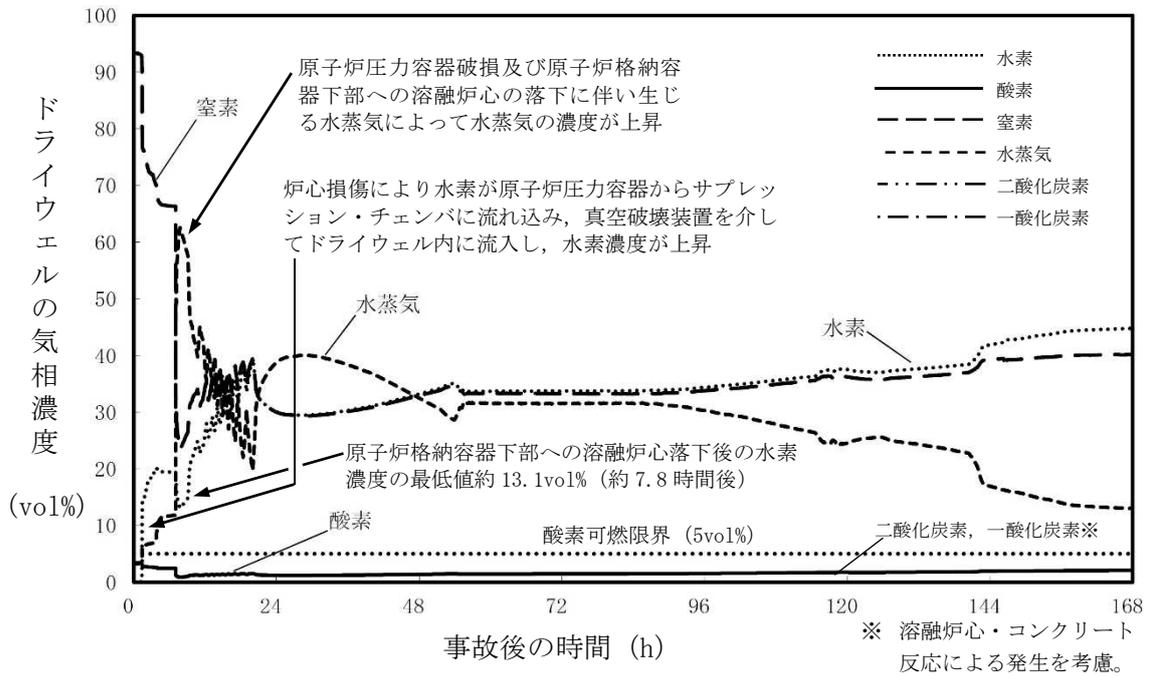


図 3.5.5 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

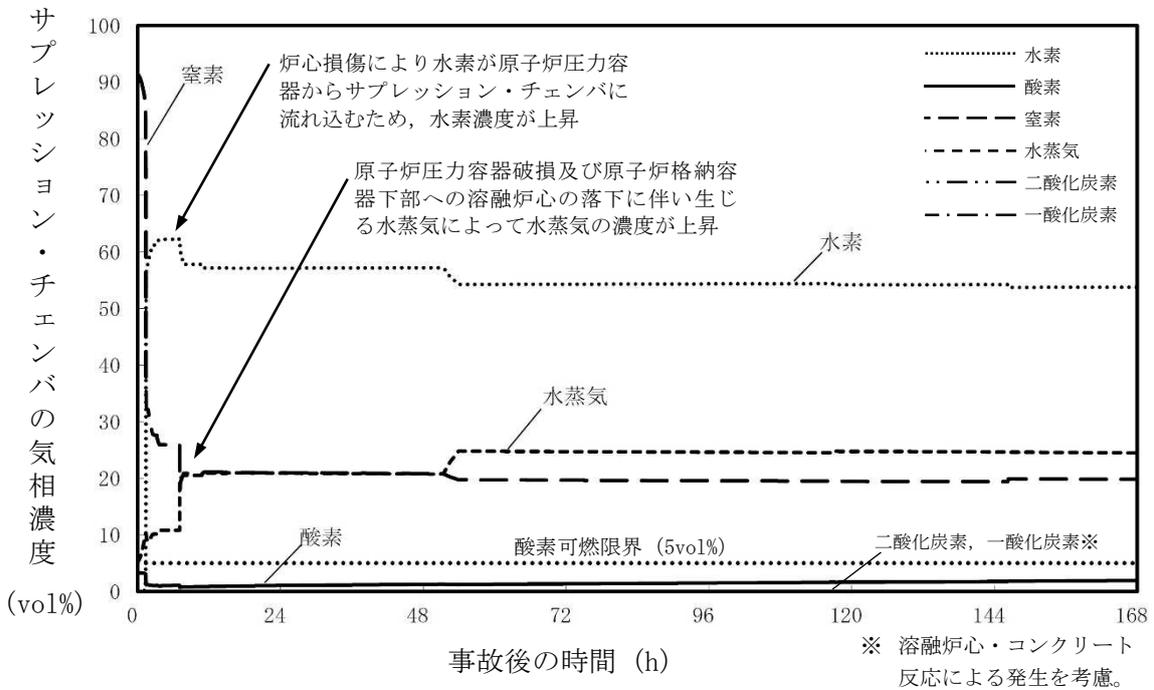


図 3.5.6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

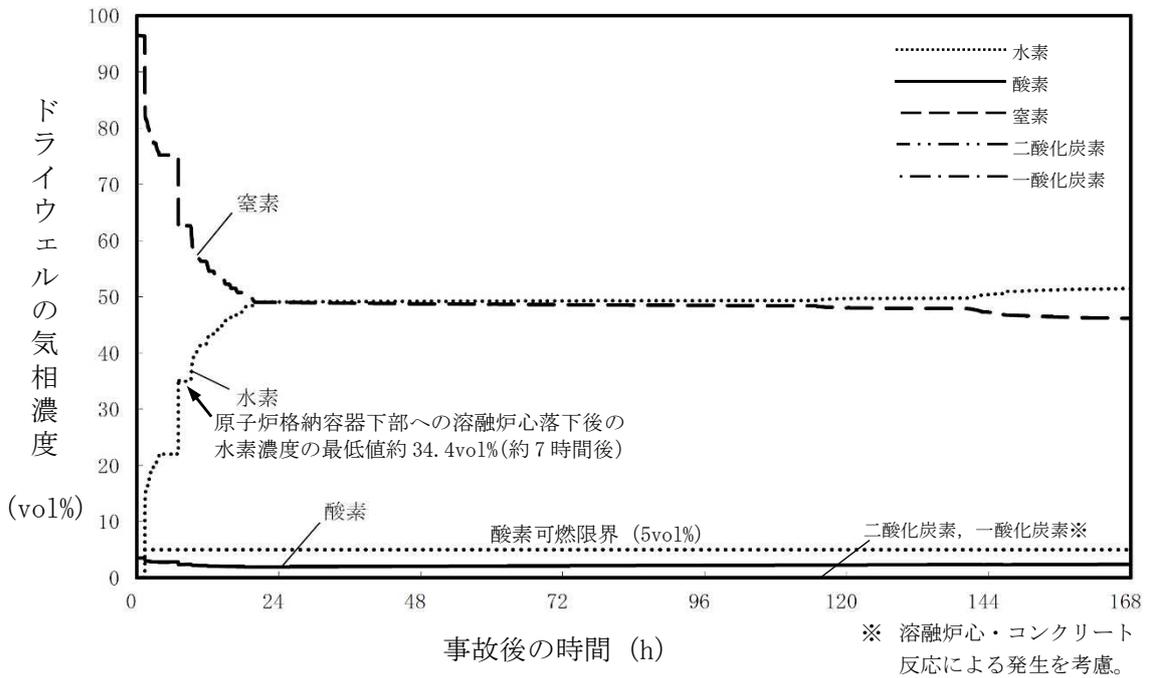


図 3.5.7 ドライウェルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

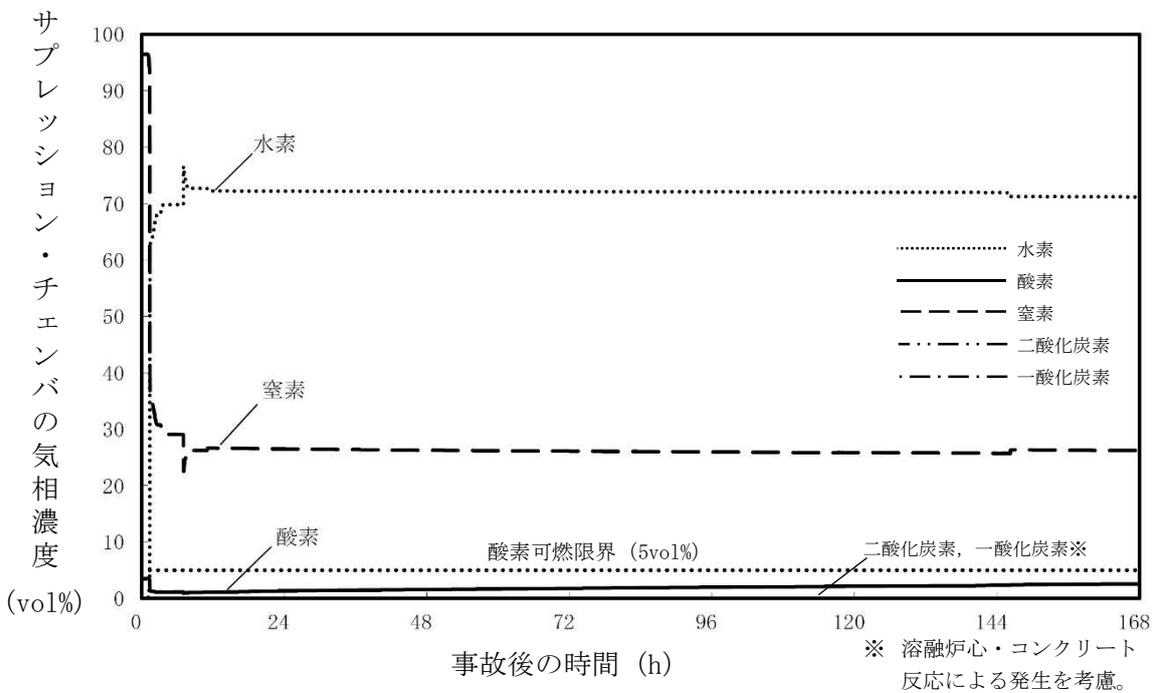


図 3.5.8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

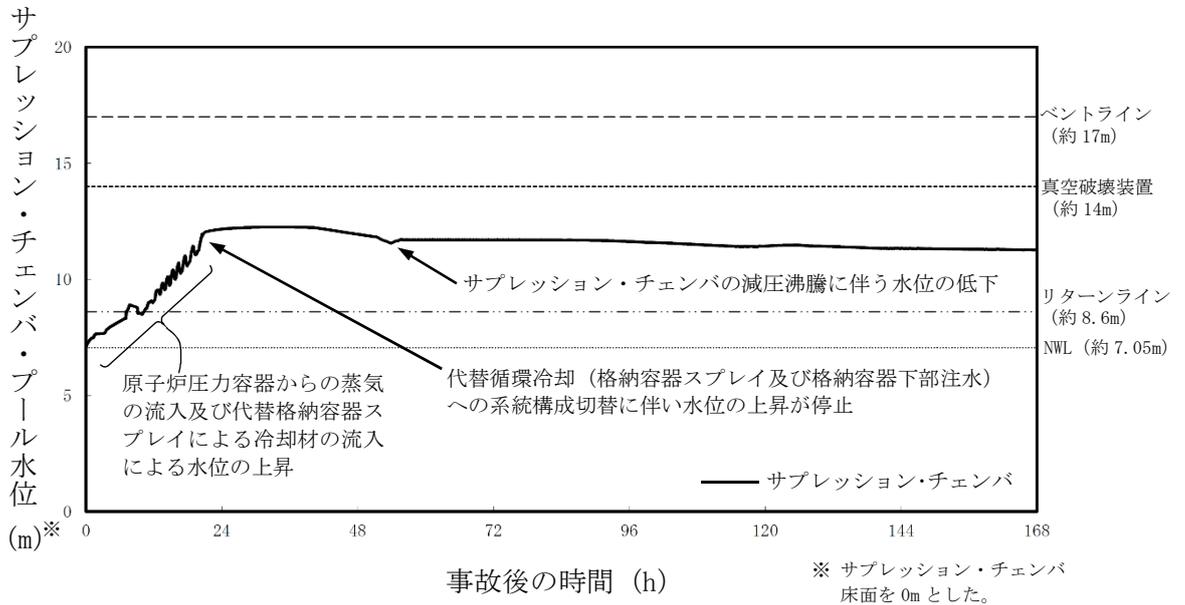


図 3.5.9 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

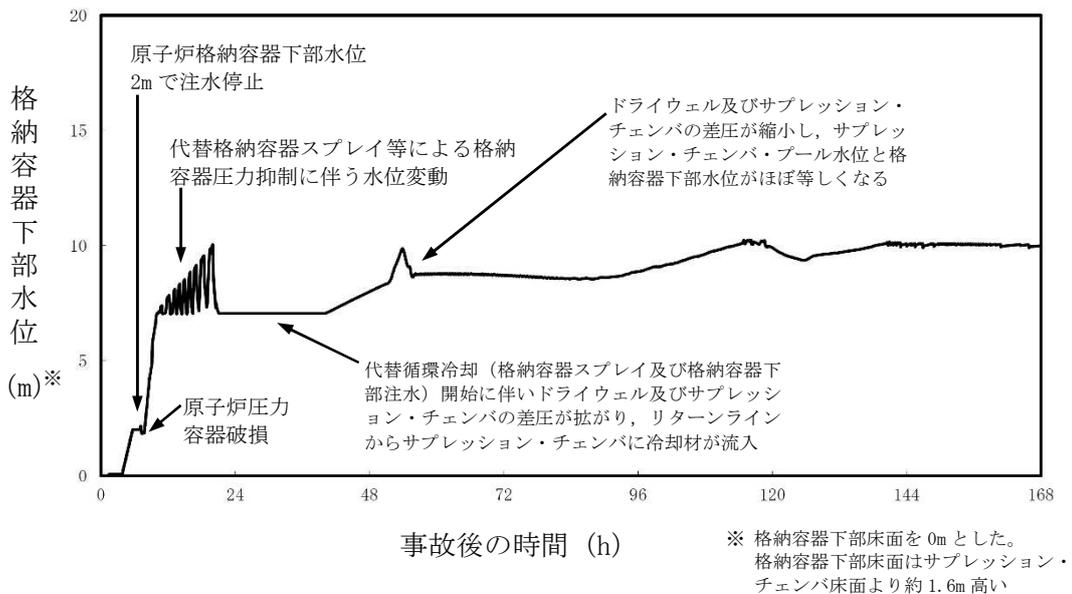


図 3.5.10 格納容器下部水位の推移

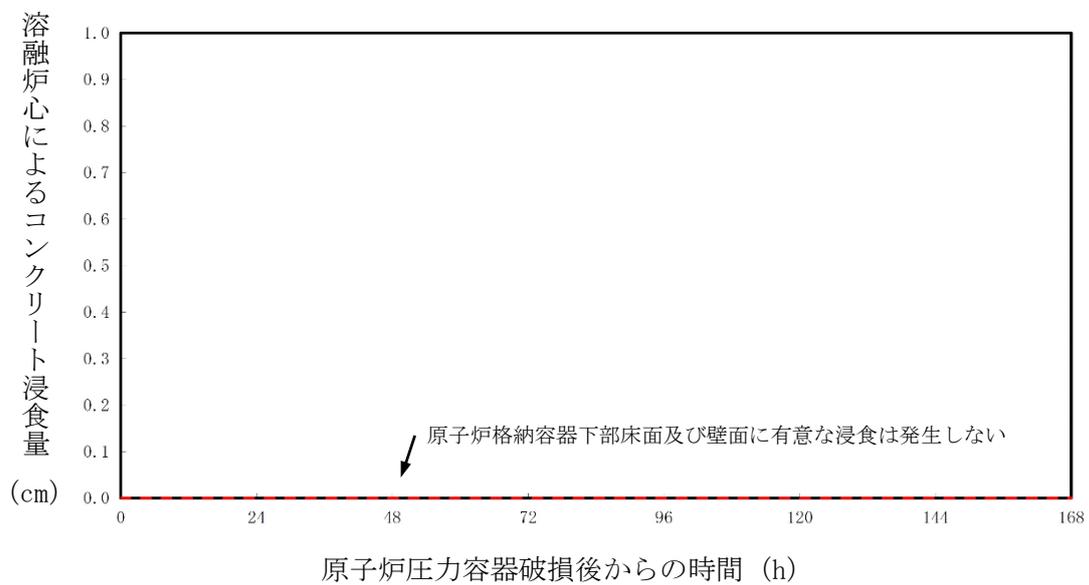


図 3.5.11 格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量の推移

## 安定状態について

熔融炉心・コンクリート相互作用時の安定状態については以下のとおり。

原子炉格納容器安定状態：熔融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面の浸食が停止し、浸食の停止を継続するための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**原子炉格納容器安定状態の確立について

格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への崩壊熱相当量の注水を継続することにより、熔融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面の浸食の停止を維持でき、原子炉格納容器安定状態が確立される。

また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

**【安定状態の維持について】**

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行うことにより、安定状態後の更なる除熱が可能となる。

安定状態後の措置に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

表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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響（溶融炉心・コンクリート相互作用）（1/3）  
【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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）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。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQV, 大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーションの開始時刻は、ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉压力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間に対する感度は小さく、また、溶融炉心が下部プレナムへリロケーションした際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であること及び原子炉压力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡部温度及び原子炉压力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉压力容器破損時の原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されており、また、原子炉压力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQV シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下について、一時的に低いより水位に到達することが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
気液分離（水位変化）・対向流					

表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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響（溶融炉心・コンクリート相互作用）（2/3）

【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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	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。	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、本事象では原子炉への注水に期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	注水特性は、それぞれの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入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高め評価するが、本事象では原子炉への注水に期待しないことから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル (リロケーション)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TMI事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI事故分析結果と一致することを確認した</li> <li>・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した</li> <li>・TQUV、大破断LOCAシーケンスともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した</li> </ul>	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーション開始時間の不確かさは小さく、溶融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認しており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。
	構造材との熱伝達				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心の挙動モデル (下部プレナムでの溶融炉心挙動)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TMI事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI事故分析結果と一致することを確認した</li> <li>・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した</li> </ul>	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されている。また、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、リロケーション開始時間の不確かさは小さく、溶融炉心が下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル (原子炉圧力容器破損モデル)	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約13分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、十数分早まる程度であり、原子炉格納容器下部への注水は中央制御室から速やかに実施可能な操作であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、十数分早まる程度であり、破損時間が十数分早まった場合においても、原子炉格納容器下部に初期水張りが実施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小さい。
原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高め評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さく考えられる。	原子炉圧力容器内FP挙動と本事象に対する運転員等操作の関連はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器内FP挙動と溶融炉心・コンクリート相互作用による浸食深さに関連はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

表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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響（溶融炉心・コンクリート相互作用）（3/3）  
【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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器外 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した。	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして、エントレインメント係数の感度解析より、溶融炉心の細粒化割合がコンクリート浸食に与える感度は小さいことが確認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小さい。
	原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達）				
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり		MAAP コードでは溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき、落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると仮定し、それを入力で与えている。	コンクリート浸食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。	炉心損傷後の原子炉格納容器における格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プール-クラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、コンクリート浸食量について支配的な上面熱流束についての感度解析を実施した結果、コンクリート浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。 (添付資料 3.5.3 参照)
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		溶融炉心・コンクリート相互作用への影響の観点で、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果、コンクリート浸食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また、上面熱流束を下限值とした場合でも、コンクリート浸食量が 22.5cm 程度に収まることを確認した。 上記の感度解析は、想定される範囲で厳しい条件を与えるものであり、実機でのコンクリート浸食量は、感度解析よりも厳しくなることはないと考えられ、これを不確かさとして設定する。		
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 実験解析及び SURC-4 実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認した。		
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生		実験で確認されている侵食の不均一性については、実験における侵食のばらつきが MAAP コードの予測浸食量の 20% の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。		

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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響（溶融炉心・コンクリート相互作用）（1/2）

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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）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、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、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 7.05MPa[gage] ～約 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うが、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及ぼす影響はなく、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うが、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うが、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。	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小さい。	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、事象進展に及ぼす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、両型式の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。
	原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33GWd/t	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やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなる。	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、溶融炉心の持つエネルギーが小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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 5,980m <sup>3</sup> ～約 5,945m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,560m <sup>3</sup> ～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うが、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うが、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。
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約 7.01m～約 7.08m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・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うが、ゆらぎによるサブプレッション・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うが、ゆらぎによるサブプレッション・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なく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッション・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。	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となるが、本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心・コンクリート相互作用による浸食量という観点では、直接的な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。
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約 3kPa[gage]～約 7kPa[gage] (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、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率 (平均) は約 7 時間で約 470kPa 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、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率 (平均) は約 7 時間で約 470kPa 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。	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、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うが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇量は約 7 時間で約 50kPa 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 (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-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。

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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響（溶融炉心・コンクリート相互作用）（2/2）

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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	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℃）	約 30℃～約 50℃（実測値）	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。	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部水源の温度が低い場合、溶融炉心・コンクリート相互作用による浸食量という観点では溶融炉心からの上面熱流束による除熱が促進されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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。また、事象発生 12 時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に対する影響はない。	—
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上（軽油タンク容量）	通常時の軽油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対する影響はない。	—
	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定。	最確条件は解析条件で設定している熱流束と同等であるが、コンクリート浸食量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。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。コンクリート浸食量に対しては上面熱流束の感度が支配的であり、実験で確認されている浸食面における浸食の不均一性等の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリート浸食量は床面で約 5cm、壁面で約 2cm に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。（添付資料 3.5.3 参照）
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定。		
	コンクリート以外の素材の扱い	内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板及びベント管は考慮しない	コンクリート以外の素材を考慮する	内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない。ベント管については管内の水による除熱効果が考えられるが、保守的にこれを考慮しない。	最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高い内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板の耐熱の効果及びベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるが、コンクリート浸食量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。	最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高い内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板の耐熱の効果及びベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	起因事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定。	起因事象として、原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるが、代表プラントに対する解析では大破断 LOCA と TQUV の破損時間は約 1 時間以内の差であり、この程度の挙動の差が運転員等操作時間に対して影響を与えることはない。	溶融炉心・コンクリート相互作用による浸食量を評価するにあたり、起因事象として、原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定し、事故シーケンスを「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」として、本評価事故シーケンスの評価条件と同様、電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるため、溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリート浸食量は床面で約 0.5cm に抑えられ、壁面では有意な浸食が発生しないことから、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。また、LOCA においては原子炉格納容器下部への原子炉冷却材の流入が生じることから、事前水張りの効果によるデブリ落下時の熱流束の向上という点で、原子炉格納容器下部への注水操作に対する重要度が低くなる。（添付資料 3.5.3 参照）
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能 低圧代替注水系（常設）機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧代替注水系（常設）の機能喪失を設定。	—	
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定。	—	
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。	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。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 363～380t/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。
		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。

表3 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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）に与える影響及び操作時間余裕（溶融炉心・コンクリート相互作用）

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（原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート浸食量）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	溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。90m <sup>3</sup> /hで2時間注水し、格納容器下部に水位2mの水張りを行う（事象発生から約3.7時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>格納容器下部への注水操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、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>格納容器下部への注水操作は、中央制御室にて操作を行う運転員と現場にて操作を行う運転員（現場）を各々配置しており、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは、コントロール建屋のみであり、通常5分間程度で移動可能であるが、余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、よって、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>中央制御室内における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが、水張り中の操作は適宜流量及び格納容器下部水位を監視し、流量調整をするのみであるため、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】</p> <p>格納容器下部への注水操作時に、当該操作に対応する運転員に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】</p> <p>中央制御室内における操作は、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、そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また、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、誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶融炉心の下部プレナムへの移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。	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、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達後、約3分間で格納容器下部注水系（常設）による水張り操作を開始。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。
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作（崩壊熱相当の注水）	原子炉圧力容器破損後（約7.0時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>溶融炉心が格納容器下部に落下した後に格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うが、溶融炉心の落下は、原子炉圧力容器下鏡部温度及び格納容器圧力の監視により認知可能である。これらパラメータは原子炉圧力容器破損判断のため継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、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>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】</p> <p>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】</p> <p>中央制御室内における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部注水系の流量調整は、復水補給水系流量系（原子炉格納容器）の指示を監視しながら制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、適宜実施する。また、事前に格納容器下部へ水張りを行っていることから、時間余裕がある。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作時に、中央制御室の運転員に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】</p> <p>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>	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも、溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約0.6時間の時間余裕がある。溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作は原子炉圧力、格納容器下部空間部温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断して実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、操作開始時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり、また、溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも、溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約0.6時間の時間余裕がある。	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、条件成立を前提として約3分間で格納容器下部注水系（常設）による注水操作を開始。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。

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  
原子炉格納容器下部のコンクリート浸食量及び  
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

### 1. 評価の目的

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では、プラント損傷状態を TQUV としており、溶融炉心から原子炉格納容器下部のプール水への熱流束の評価では熱流束の格納容器圧力への依存性を考慮している。これは、より厳しいプラント損傷状態を設定し、より現実的に溶融炉心からの除熱量を評価する観点で設定したものである。一方、プラント損傷状態が LOCA の場合、TQUV の場合よりも早く原子炉圧力容器が破損に至ることを確認している。この影響を確認する観点から、崩壊熱をより保守的に設定し、コンクリート浸食量に対する感度を確認した。さらに、解析コードにおける不確かさとして抽出し、その感度を確認しているエントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数のうち、コンクリート浸食量に対して影響の大きいパラメータであることを確認したプール水への熱流束（上面熱流束）を保守的に設定することで、コンクリート浸食量に対する感度を確認した。

### 2. 評価条件

ベースケースの評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースと同等である。

#### (1) 溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

- ・事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様、電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する場合、事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため、原子炉圧力容器破損までの時間が約6.4時間となる。これを踏まえ、起因事象の不確かさを保守的に考慮するため、溶融炉心の崩壊熱を事象発生から6時間後の値とした。

#### (2) 溶融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合

- ・(1)の条件設定に加え、原子炉格納容器下部に落下した後の溶融炉心からプール水への熱流束を $800\text{kW/m}^2$ とした。これは、Kutateladze型の水平平板限界熱流束相関式において大気圧状態を想定した場合、溶融炉心からプール水への熱流束が $800\text{kW/m}^2$ 程度であることを考慮し、保守的に設定した値である。なお、ベースケースでは溶融炉心からプール水への熱流束を $800\text{kW/m}^2$ 相当（圧力依存有り）としている。ベースケースにおける圧力容器破損後の格納容器圧力は、約0.4MPa以上で制御されていることから、ベースケースにおける溶融炉心からプール水への熱流束は、約 $1400\text{kW/m}^2$ （格納容器圧力約0.4MPaにおいて）以上となる。

### 3. 評価結果

#### (1) 溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

評価結果を図1に示す。評価の結果、コンクリート浸食量は床面で約0.5cmに抑えられ、壁面では有意な浸食が発生しないことから、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。コンクリート浸食量が僅かであることから、本評価における熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生量は格納容器内の気相濃度に影響を与えない。このため、熔融炉心・コンクリート相互作用に伴う可燃性ガスの発生による格納容器圧力への影響は無く、格納容器内の気体組成の推移はベースケース（3.5.2（3）b 参照）と同じとなる。なお、ベースケースにおける原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の水素濃度は、ドライウエルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13vol%以上、ドライ条件で34vol%以上※となり、ドライ条件において13vol%を上回る。一方、酸素濃度はウェット条件で2.1vol%以下、ドライ条件で2.6vol%以下であり、5vol%を下回ることから、原子炉格納容器内の可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

## (2) 熔融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合

評価結果を図2に示す。評価の結果、コンクリート浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。本感度解析ケースでは、熔融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが、ベースケースでもジルコニウム-水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。

熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が、可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について、原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は、ベースケースにおいても、ウェット条件で13vol%以上、ドライ条件で34vol%以上※となり、ドライ条件において13vol%を上回る。このことから、本感度解析ケースの熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスをベースケースの結果に加えたとしても、原子炉格納容器内の可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。なお、熔融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は、可燃性ガスである水素が約55kg、一酸化炭素が約5kg、その他の非凝縮性ガスである二酸化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると、原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり、一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、熔融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスをベースケースの結果に加える場合、原子炉格納容器内の酸素濃度はベースケース（3.5.2（3）b 参照）にて示した酸素濃度（ウェット条件で2.1vol%、ドライ条件で2.6vol%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内の可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

※ 原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の水素濃度は、サプレッション・チェンバよりもドライウエルの方が概ね低く推移する。最も低い値は、ウェット条件では事象発生から約7.8時間後のドライウエルにおいて約13.1vol%、ドライ条件では事象発生の約7時間

後のドライウエルにおいて約34.4vol%であり、最も低い値であっても13vol%を上回ることから、水素燃焼を防止するための事故対応の観点では酸素濃度を5vol%未満に維持することが重要となる。なお、事象発生から20.5時間後に開始する、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却開始以降、原子炉格納容器内の気相濃度の変化が緩やかになる。サブプレッション・チェンバと比較して水素濃度が概ね低く推移するドライウエルの水素濃度は、ウェット条件では約30vol%から徐々に上昇して168時間後に約45vol%となり、ドライ条件では約51vol%で安定する。気相濃度の推移の詳細は図3.5.5から図3.5.8参照。

#### 4. まとめ

溶融炉心の落下時刻の不確かさや浸食面における浸食の不均一性等によって原子炉格納容器下部のコンクリート浸食量が増大する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる原子炉格納容器下部のコンクリート浸食量は、床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉压力容器の支持機能を維持できることを確認した。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生を考慮しても格納容器圧力に与える影響は小さく、原子炉格納容器内で可燃性ガスが燃焼するおそれは無いことを確認した。

以上

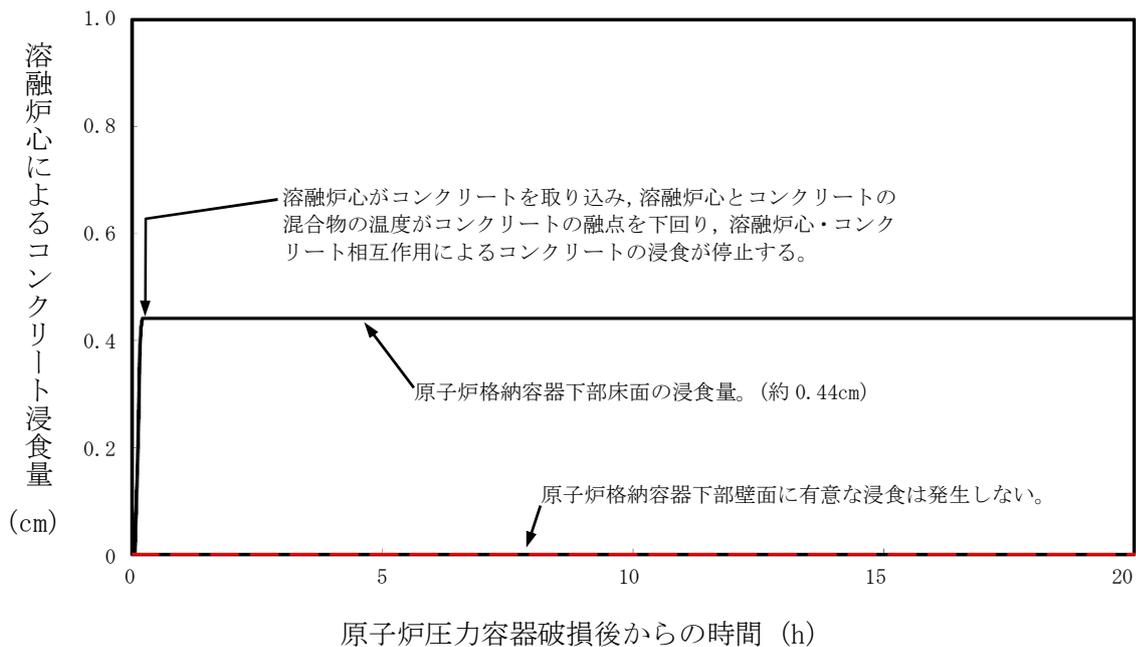


図1 原子炉格納容器下部壁面及び床面のコンクリート浸食量の推移  
(溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合)

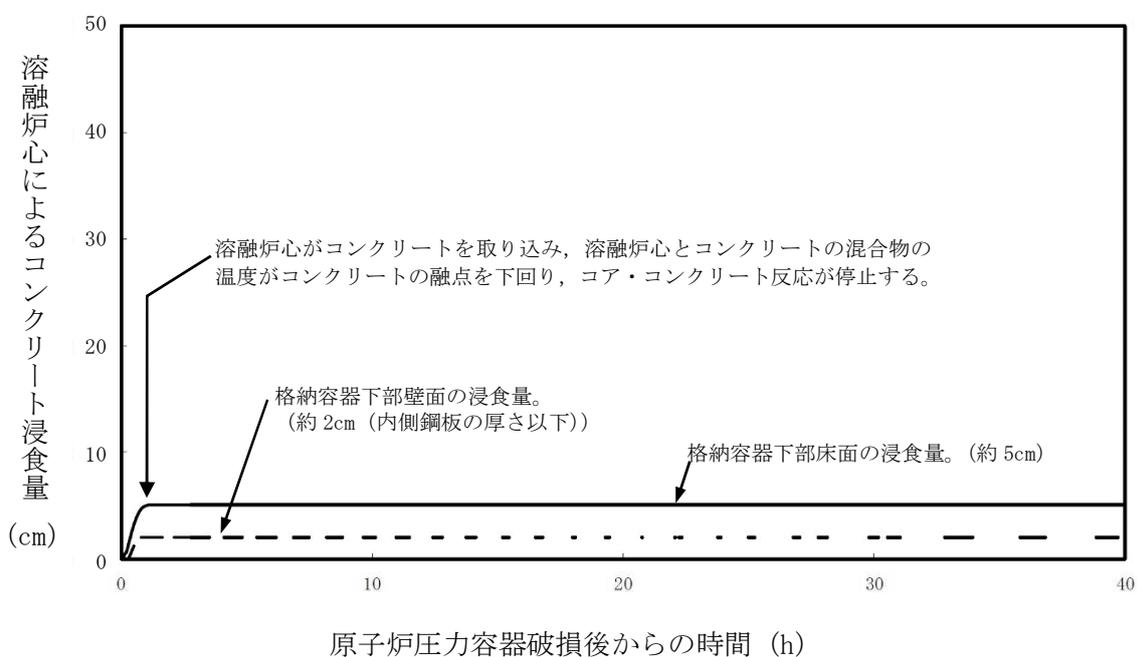


図2 原子炉格納容器下部壁面及び床面のコンクリート浸食量の推移  
(溶融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合)

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

## はじめに

- 1 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について
  - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
    - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理
    - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
      - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
      - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
      - 1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理
  - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
  - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
    - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
    - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 2 格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
  - 2.1 格納容器破損モードの分析について
    - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理
    - 2.1.2 レベル1.5PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
  - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
    - 2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定
    - 2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方及び選定結果
    - 2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性
    - 2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
- 3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
  - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
    - 3.1.1 炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理
  - 3.2 重要事故シーケンスの選定について
    - 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
    - 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

## 表

- 第 1-1 表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス
- 第 1-2 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
- 第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度
- 第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定
  
- 第 2-1 表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第 2-2 表 プラント損傷状態(PDS)の定義
- 第 2-3 表 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定
- 第 2-4 表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定
  
- 第 3-1 表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第 3-2 表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について
- 第 3-3 表 炉心損傷までの余裕時間について

## 図

- 第 1-1 図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-3 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー
- 第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-5 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー
- 第 1-6 図 津波レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-7 図 プラント全体の CDF
- 第 1-8 図 各 PRA の結果と事故シーケンスグループ毎の寄与割合
  
- 第 2-1 図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 2-2 図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード
- 第 2-3 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA イベントツリー
- 第 2-4 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA の定量化結果
  
- 第 3-1 図 運転停止中の原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

第 3-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

第 3-3 図 運転停止時における燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化(停止時 PRA イベントツリー)

第 3-4 図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

#### 別紙

- 1 有効性評価の事故シーケンスグループ選定における外部事象の考慮について
- 2 外部事象(地震)に特有の事故シーケンスについて
- 3 重大事故防止に係る設備についての諸外国の調査結果
- 4 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
- 5 地震 PRA、津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性
- 6 「水素燃焼」及び「溶融物直接接触(シェルアタック)」を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由
- 7 格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応
- 8 炉内溶融燃料-冷却材相互作用(炉内 FCI)に関する知見の整理
- 9 柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉 PRA ピアレビュー実施結果について
- 10 「PRA の説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

#### 別添

柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(平成 25 年 6 月 19 日)(以下、「解釈」という。)に基づき、重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価 (PRA) を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー (PSR) 等の機会に内部事象レベル 1PRA (出力運転時、停止時)、レベル 1.5PRA(出力運転時)を実施してきており、これらの PRA 手法を今回も適用した。また、外部事象としては、現段階で PRA 手法を適用可能な事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を対象とし、これらの外部事象 PRA から抽出される建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

今回実施する PRA の目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策 (以下、「AM 策」という。) や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、プラント運転開始時より備えている手段・設備に期待する仮想的なプラント状態を評価対象として PRA モデルを構築した。

なお、今回の PRA の実施に際しては、原子力規制庁配布資料「PRA の説明における参照事項(平成 25 年 9 月)」を参照した。

<今回の PRA の対象>

対象	許認可	モデル化採否
設計基準対象施設及びプラント運転開始時より備えている手段・設備	対象	期待する(「設計基準事故対処設備の機能を作動させるための手動操作」、「給復水系」、「外部電源復旧」等に期待する。)
AM 策(平成 4 年に計画・整備)	対象外	期待しない
緊急安全対策	対象外	期待しない
重大事故等対処施設	現在申請中	期待しない

## 1 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第 1-1 図に示す。本プロセスに従い、各検討ステップにおける実施内容を整理した。

### 【概要】

- ① 内部事象 PRA、外部事象 PRA(適用可能なものとして地震、津波を選定)及び PRA を適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスグループと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスグループについて、頻度、影響等を確認し、事故シーケンスグループとしての追加は不要とした。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて、国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは、格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ毎に、審査ガイドに記載の観点(共通原因故障・系統間依存性、余裕時間、設備容量、代表性)に基づき、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

## 1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係わる事故シーケンスグループの、個別プラント評価による抽出に関して以下の通りに示されている。

### 1-1

#### (a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

##### ① BWR

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 崩壊熱除去機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ LOCA 時注水機能喪失
- ・ 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

#### (b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関する PRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記 1-1 (a)の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記 1-1 (a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

上記 1-1 (b)①に関して、PRA の適用可能な外部事象については日本原子力学会における PRA 実施基準の標準化の状況、試評価実績の有無等を考慮し、地震及び津波とした。したがって、内部事象レベル 1PRA、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し、事故シーケンスグループを評価した。実施した各 PRA の詳細は「柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉 重大事故対策の有効性評価に係る確率論的リスク評価(PRA)の結果について」に示す。

また、PRA の適用が困難と判断した地震、津波以外の外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

### 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

#### (1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1PRA では、各起回事象の発生後、炉心損傷を防止するための緩和手段等の組み合わせを評価し、第 1-2 図のイベントツリーを用いて分析することで炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。

外部事象に関しては、PRA が適用可能な事象として地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し、内部事象と同様にイベントツリー分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第 1-3 図に地震 PRA の階層イベントツリーを、第 1-4 図に地震 PRA のイベントツリーを、第 1-5 図に津波 PRA の津波高さ別イベントツリーを、第 1-6 図に津波 PRA のイベントツリーを示す。

地震や津波の場合、各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの、起回事象が内部事象と同じであれば、炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため、事故シーケンスも内部事象と同様である。また、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA では、内部事象レベル 1PRA では想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

各 PRA により抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に、評価結果を第 1-7 図及び第 1-8 図に示す。

#### (2) PRA に代わる検討に基づく整理

PRA の適用が困難な地震、津波以外の外部事象(以下、「その他外部事象」と言う。)については、その他外部事象により誘発される起回事象について検討した。内部溢水及び内部火災では、小破断 LOCA や全給水喪失等の起回事象の発生が想定される。また、洪水、風(台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災、人為事象等において想定される事象は、いずれも内部事象レベル 1PRA で想定する起回事象に包絡されるため、その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。(別紙 1)

### 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル 1PRA により抽出した各事故シーケンス(第 1-1 表参照)を、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と、解釈の 1-1 (a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈の 1-2 に示されている

要件との関係等を第 1-2 表に整理した。また、整理の内容を 1.1.2.1～1.1.2.3 に示す。

#### 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス(第1-1表参照)について、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。具体的には次の(a)～(g)及びこれ以外のシーケンスに分類した。緩和機能の喪失状況、プラントの状態の観点で、(a)～(g)は、解釈 1 - 1 (a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応するものとして整理した。

##### (a) 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能を喪失し、原子炉の減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失して、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

##### (b) 高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。

##### (c) 全交流動力電源喪失(長期TB, TBD, TBP, TBU)

外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗する等、全交流動力電源喪失の発生後に、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することによって、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお、PRAでは電源喪失のシーケンスを長期TB、TBD、TBP及びTBUに詳細化して抽出しているが、いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、解釈 1 - 1 (a)に記載の事故シーケンスグループでは「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理した。

##### (d) 崩壊熱除去機能喪失(TW)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉の注水等の炉心の冷却に成功するものの、格納容器からの崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損、その後、炉心の著しい損傷に至る恐れのあるシーケンスを、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」として分類する。

##### (e) 原子炉停止機能喪失(TC)

運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」

として分類する。

(f) LOCA時注水機能喪失(AE, S1E, S2E)

大破断LOCAの発生後の高圧注水機能及び低圧注水機能の喪失、又は、中小破断LOCAの発生後の「高圧注水機能及び低圧注水機能」又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能」の喪失により、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」として分類する。

なお、PRAではLOCA時の注水機能喪失シーケンスを、破断口の大きさに応じてAE(大破断LOCA)、S1E(中破断LOCA)及びS2E(小破断LOCA)に詳細化して抽出しているが、いずれもLOCA時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループでは「LOCA時注水機能喪失」に該当するものとして整理した。

(g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)(ISLOCA)

インターフェイスシステムLOCAの発生後、破断箇所の隔離に失敗し、ECCSによる原子炉水位の確保に失敗することで炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」に分類する。

#### 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス(第1-1表参照)のうち、喪失する緩和機能及び発生する事象の観点で解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスとしては、地震に伴い発生する地震特有の事象として以下の事故シーケンスグループを抽出した。

(1) Excessive LOCA

大規模な地震では、原子炉格納容器内の一次冷却材圧力バウンダリにおいて、大破断 LOCA を超える規模の損傷に伴う冷却材喪失(Excessive LOCA)が発生する可能性がある。具体的には、SRV の開放失敗による原子炉圧力上昇または地震による直接的な荷重により、原子炉格納容器内の一次冷却材配管が損傷に至るシナリオを想定している。大規模な地震において LOCA が発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和系に応じた事象収束の評価が困難なため、保守的に Excessive LOCA 相当の LOCA が発生するものとし、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお、後述するシーケンス選定の結果、大 LOCA については国内外の先

進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして格納容器の機能に期待している。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

#### (2) 計測・制御系喪失

大規模な地震の発生により、計測・制御機能が喪失することで、プラントの監視及び制御が不能に陥る可能性がある。この事象が発生した際のプラント挙動が明確でないことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

#### (3) 格納容器バイパス

大規模な地震では、格納容器外で配管破断等が発生し、格納容器をバイパスした冷却材の流出が発生する可能性がある。格納容器バイパス事象はインターフェイスシステム LOCA とバイパス破断に細分化され、バイパス破断は常時開などの隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで冷却材が流出する事象である。配管破断の程度や破断箇所の特定、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから炉心損傷に直結する事象として抽出した。

#### (4) 格納容器・圧力容器損傷

大規模な地震では、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、損傷の規模や緩和系による事象収束可能性の評価が困難なことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

#### (5) 原子炉建屋損傷

大規模な地震では、原子炉建屋または、原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷することで、建屋内の原子炉格納容器、原子炉圧力容器等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。この場合、損傷の規模や緩和系に期待できる可能性を詳細に考慮することが困難なことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

上記の事故シーケンスグループについて、解釈に従い、有効性評価における想定の要否を頻度又は影響等の観点から分析した。

#### ① 炉心損傷頻度の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度には、必ずしも炉心損傷に直結する程の損傷に至らない場合も含んでいる。別紙2の通り、これらの事故シーケンスグループは評価方法にかなりの保守性を有している。また、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、対象とする機器等や建屋の損傷を以て炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には地震の程度に応じ、機能を維持した

設計基準事故対処設備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合、それを用いた対応に期待することにより、炉心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると以下の様になる。

- a) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、損傷の程度が軽微であったり、機能喪失を免れた緩和機能によって炉心損傷を回避できる場合。
- b) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、緩和機能による損傷の防止が可能な程度の損傷であり、機能喪失を免れた緩和機能があったものの、それらのランダム故障によって炉心損傷に至る場合。
- c) 緩和機能の有無に係らず炉心損傷を防止できない規模の炉心損傷直結事象が発生し、炉心損傷に至る場合。

a)～c)の整理の通り、a)の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(5)の各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。また、機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で、そのランダム故障により炉心損傷に至る場合のシーケンスは、内部事象運転時レベル 1PRAの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。これらの事故シーケンスグループに対して、炉心損傷頻度の観点では、地震 PRA の精度を上げることが望ましいと考える。

## ②影響(事象の厳しさ)の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスグループが発生した際の事象の厳しさについて、建屋や機器の損傷の程度や組み合わせによって事象の厳しさに幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、地震と同時に炉心が損傷する状況は考え難い。現状、対象とする機器等や建屋の損傷を以て炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。この様に、事象の厳しさの観点では、高圧・低圧注水機能喪失や全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

## ③炉心損傷防止対策の観点

現状、対象とする機器等や建屋の損傷を以て炉心損傷直結として整理している(1)～(5)の各事故シーケンスグループについて、炉心損傷直結としてしていることの保守性を踏まえて定性的に考察すると、①及び②で述べ

た通り、(1)～(5)の事象が発生するものの、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も考えられる。この場合、炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障によるため、内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されると考えられる。また、炉心損傷を防止できる場合も考えられるため、炉心損傷頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し、臨機応変に対応することによって、炉心損傷や格納容器破損を防止することになる。

上記の様に、(1)～(5)の各事故シーケンスグループは、実際のところプラントへの影響に不確かさが大きく、具体的なシーケンスを特定することが困難である。このため、外部事象に特有の事故シーケンスグループについては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとしてシーケンスを特定して評価するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ、電源、放水設備などを駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応するべきものとする。

以上の検討を踏まえ、(1)～(5)の各事故シーケンスグループは、一定の安全系の機器の機能喪失に対する有効性を評価するシナリオとしては適当でない事象であり、新たに追加するシーケンスとはしないことを確認した。また、(1)～(5)の各事故シーケンスグループを頻度及び影響の観点から総合的に判断した結果、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして、新たに追加するシーケンスには該当しないと判断した。

また、上記の検討及び別紙 2 の通り、大規模な地震を受けた場合であっても、炉心損傷に直結するほどの損傷が生じることは考えにくい。仮に損傷を受けたと想定した場合の事象収束対応については、参考としての評価実施を検討している。

#### 1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内部事象レベル 1PRA、PRA が適用可能な外部事象として地震及び津波レ

ベル 1PRA を実施し、地震、津波以外の外部事象については PRA に代わる方法で概略評価を実施した結果、追加すべき新たな事故シーケンスグループは無いことを確認した。

従って、柏崎刈羽 6 号炉及び 7 号炉の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは、解釈 1-1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループのみとなる。これについて、以下に示す解釈 1-2 の要件に基づいて整理し、各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

1-2 第 1 項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

- (a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
- (b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

1-4 上記 1-2 (a) の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

整理の結果は以下の通り。

○解釈 1-2 (a) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ LOCA 時注水機能喪失

○解釈 1-2 (b) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 崩壊熱除去機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

## 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策について整理した結果を第 1-3 表に示す。

解釈 1 - 2 (a)の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対しては、炉心の著しい損傷を防止するための対策として、国内外の先進的な対策と同等のものを講じることが要求されている。

一方で、事故シーケンスの中には、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスが存在する。具体的には以下の 2 つの事故シーケンスが該当する。なお、国内外の先進的な対策と柏崎刈羽 6 号炉及び 7 号炉の対策の比較を別紙 3 に示す。

①大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗

②全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗

①の事故シーケンスは、原子炉圧力容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり、大 LOCA 後は数分以内に多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、事象発生から極めて短時間に多量の注入が可能な対策(インターロックの追設等)は確認できなかったことから、このシーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

以上より、①の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスから除外した(重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する)。

①の事故シーケンスについても、炉心損傷後の原子炉への注水や格納容器スプレイなどの実施により、事象の緩和に期待できる。また、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している(「2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性」参照)。

②の事故シーケンスは、原子炉スクラムの失敗と全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段としてはほう酸水注入系を設けているが、全交流動力電源の喪失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防ぐことができない。今回の調査では、原子炉停止機能について、ほう酸水注入系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから、このシーケンスを、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

②の事故シーケンスは地震レベル 1PRA から抽出された事故シーケンスであ

る。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として、カットセットの分析結果(別紙 5)からは、地震による炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル 1PRA では、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。炉内構造物の HCLPF は「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また、地震レベル 1PRA では同種系統間での完全相関を設定していることから、例えば 1 本のみの制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳細は別紙 2 に示す。

以上の通り、②の事故シーケンスの CDF は保守的な設定のもとに評価したものであるが、現実的に想定すると、本事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断したことから、本事故シーケンスは、炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認するシーケンスに該当しないと判断した。

なお、第 1-3 表に示すとおり、これらの事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約 96.5%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれることを確認している。

### 1.3 重要事故シーケンスの選定について

#### 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

##### (1) 重要事故シーケンス選定の着眼点にもとづく整理

設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループ毎に重要事故シーケンスを選定している。重要事故シーケンスの選定にあたっては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下、「審査ガイド」と言う。)に記載の 4 つの着眼点を考慮している。今回の重要事故シーケンスの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。また、シーケンスグループ毎に、シーケンスと各着眼点との関係を整理し、関係が強いと考えられるものから「高」、「中」、「低」と分類して整理した。

##### 【審査ガイドに記載されている重要事故シーケンス選定の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量(流量又は逃がし弁容量等)が大きい。

d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障、系統間の機能依存性の観点

本 PRA では、多重化された機器の共通原因故障を考慮しており、システム信頼性評価におけるフォールトツリーの中でモデル化している。このため、原子炉建屋損傷等の炉心損傷直結事象を除き、緩和系の失敗によって炉心損傷に至るシーケンスでは、共通原因故障が炉心損傷の原因の 1 つとして抽出され得ることから、これらのシーケンスについては、炉心損傷頻度への寄与が大きい場合、共通原因故障の影響ありと判断する。

系統間の機能依存性については、ある安全機能の機能喪失によって必然的に別の系統も機能喪失に至る場合を系統間の機能依存性有りと判断する。例えば、2つのフロントライン系に共通のサポート系が機能喪失し、それが炉心損傷頻度に大きく寄与する場合は機能依存性有りと判断する。

b. 余裕時間の観点

炉心損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定する。

【例 1：LOCA 時注水機能喪失】

破断口径が大きい方が、原子炉冷却材の系外への流出量が多くなるため、炉心損傷防止対策の対応操作のための余裕時間が短くなる。

【例 2：高圧・低圧注水機能喪失】

過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅い。このため過渡事象を起因とするシーケンスの余裕時間が短い。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止に際して炉心の冷却に必要となる注水量等、設備容量への要求が大きくなる事故シーケンスを選定する。

【例：LOCA 時注水機能喪失(中小 LOCA)】

中小 LOCA 後の緩和措置としては減圧及び低圧注水があるが、減圧に用いる SRV は十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる設備容量は低圧 ECCS より少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧 ECCS 失敗を含むシーケンスが厳しいと考える。

#### d. 事故シーケンスグループ内の代表性の観点

当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が大きく、事故進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定する。但し、「高」、「中」、「低」の分類については炉心損傷頻度のみに着目して整理した。

今回の内部事象レベル 1PRA、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA の結果のうち、シーケンスを選定するにあたって同一に整理できると考えられるものについては、炉心損傷頻度を足し合わせて上記の分類を実施した。本来、各 PRA は扱う事象が異なるため、結果の不確かさや評価の精度が異なるものであり、結果を足し合わせて用いることの可否(比較可能性)については、PRA の結果を活用する際の目的に照らして十分留意する必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定の考え方を以下の通りとしていることから、結果の不確かさや PRA 間の評価の精度の違いを考慮しても、炉心損傷頻度を足し合わせて用いることによる問題は生じないものと考えた。

○今回の抽出された事故シーケンスについては、第 1-4 表に示す通り、結果的に、事故シーケンスグループ内において選定対象とした全ての事故シーケンス対して、概ね同じ重大事故等対処設備で対応できるものと考えている。このため、重要事故シーケンスの選定にあたっては、その対応の厳しさに重きを置いて選定することが適切と考え、主に着眼点 b 及び c によって重要事故シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価することで、選定対象とした全ての事故シーケンス対しても重大事故等対処設備の有効性を確認できると考えたためである。

○着眼点 d については、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており、結果的に崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループにおいてのみ、重要事故シーケンスの選定の理由としている。なお、崩壊熱除去機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象レベル 1PRA 及び地震レベル 1PRA から抽出されたシーケンスであったが、第 1-3 表に示す通り、いずれの PRA においても、事故シーケンスグループ内で最も高い炉心損傷頻度となったシーケンスである。

#### (2) 同一のシーケンスグループ内で対策が異なる場合の整理

事故シーケンスグループは、基本的に喪失した機能あるいはその組み合わせによって決定されるものであり、起因事象や機能喪失の原因には依存しない。しかしながら、事故シーケンスへの対策の観点では、同じ事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスでも、喪失した機能の機能喪失の原因が異なる場

合、有効な対策が異なることがある。

具体的には、高圧・低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失がこれに該当すると考える。これらについては、内的又は地震を原因として各機能の喪失が生じる場合と、津波による浸水によって各機能の喪失が生じる場合がある。内的及び地震を原因とする場合は、重大事故等対処設備により、喪失した機能を代替することが有効と考えられる。一方、津波を原因とする場合について、今回評価対象としたプラント状態においては、浸水防止対策が最も有効であり、これにより機能喪失の原因自体を取り除くことができる。

これらの対策の観点での相違も踏まえ、今回は重大事故等対処設備の有効性を評価するにあたって適切と考えられるシーケンスを選定した。各々の事故シーケンスグループに対して考慮した内容の詳細は次の 1.3.2 項に示す。

### 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事故進展が早いものなど、より厳しいシーケンスを重要事故シーケンスとして以下の通りに選定している。また、「(3)全交流動力電源喪失」では機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。選定理由及び選定結果の詳細については第 1-4 表に示す。

#### (1) 高圧・低圧注水機能喪失

##### ①重要事故シーケンス

「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」

##### ②炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

##### ③選定理由

本事故シーケンスグループには津波に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの⑦～⑩)が含まれている。いずれも炉心損傷頻度への寄与割合が高く、d. の着眼点では「高」又は「中」に分類されるが、その対策は防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策であり、事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスとして選定していない。

このため、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)から、着眼点「高」が多く、「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(第 1-4 表の本事故

シーケンスグループの①)を選定した。

なお、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)は有効と考えられる対策に差異が無い。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし、減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②～⑥)に対して包絡性を有しているものとする。

## (2) 高圧注水・減圧機能喪失

### ① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」

### ② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・減圧自動化ロジック

### ③ 選定理由

着眼点「高」が多く、「高」の数と同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、本事故シーケンスグループは、各事故シーケンスに対して有効と考えられる対策に差異が無い。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし、減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、本事故シーケンスは本事故シーケンスグループの他の事故シーケンスに対して(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②～⑥)に対して包絡性を有しているものとする。

## (3) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。4つの事故シーケンスは、PRA から抽出された電源喪失の事故シーケンスである、長期 TB、TBD、TBP 及び TBU と一致することから、この名称で事故シーケンスグループを詳細化した。

また、第 1-4 図に示す通り、各重要事故シーケンスそれぞれに対し、地震 PRA からは、全交流動力電源最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが、全交流動力電源喪失時には、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点

で対応に違いが表れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても格納容器圧力逃がし装置による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて代替原子炉補機冷却系の有効性を確認することができる。これを考慮し、重要事故シーケンスには、設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。

#### a) 長期 TB

##### ① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+DG 喪失」

##### ② 主な炉心損傷防止対策

- ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の 24 時間確保)
- ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・格納容器圧力逃がし装置

##### ③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

#### b) TBU

##### ① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+DG 喪失+RCIC 失敗」

##### ② 主な炉心損傷防止対策

- ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・格納容器圧力逃がし装置

##### ③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

#### c) TBP

##### ① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+DG 喪失+SRV 再閉失敗」

##### ② 主な炉心損傷防止対策

- ・原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)
- ・高圧代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)
- ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)
- ・格納容器圧力逃がし装置

##### ③ 選定理由

シーケンスとしては 1 種類のみ(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

#### d) TBD

##### ① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+直流電源喪失」

##### ② 炉心損傷防止対策

- ・ 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・ 格納容器圧力逃がし装置

##### ③ 選定理由

本事故シーケンスグループには 2 つの事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①, ②)が含まれている。

しかしながら、浸水による電源設備の機能喪失を含む事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②)は津波 PRA から抽出されたシーケンスであり、頻度の観点で支配的であるものの、その発生原因が津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さないと考える。

以上より、「外部電源喪失+直流電源喪失」を重要事故シーケンスとして選定した。

#### (4) 崩壊熱除去機能喪失

##### ① 重要事故シーケンス

「過渡事象+崩壊熱除去失敗」(RHR 失敗については、RHR フロント系故障またはサポート系故障を考慮)

##### ② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

###### a. RHR フロント系故障の場合

- ・ 格納容器圧力逃がし装置

###### b. RHR サポート系故障の場合

- ・ 代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)

##### ③ 選定理由

本事故シーケンスグループには LOCA に伴う事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの⑦~⑨)が含まれており、いずれも格納容器圧力の上昇が早く、圧力上昇の抑制に必要な設備容量の観点でも厳しいことから、b. c. の着眼点では「高」に分類されるが、これらは LOCA から派生したシーケンスである。LOCA を起因とするシーケンスについては、崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて他のシーケンスグル

ープで評価することから、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスの選定対象から除外した。

このため、この他の事故シーケンスから、着眼点「高」が多く、「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)は有効と考えられる対策に差異が無い。このため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし、減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、SRV 再閉失敗を含まない事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、ランダム故障又は地震に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～⑥)に対して包絡性を有しているものとする。

#### (5) 原子炉停止機能喪失

##### ① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋原子炉停止失敗」

##### ② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・ 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能
- ・ ほう酸水注入系

##### ③ 選定理由

着眼点「高」の数が最も多いシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、本事故シーケンスグループでは、過渡事象を起因とする事故シーケンスと LOCA を起因とする事故シーケンスが抽出されている。本事故シーケンスグループに対しては、重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており、これに期待する場合、LOCA を起因とする事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの②～④)の事象進展は LOCA 時注水機能喪失の事故シーケンスグループに包絡される。また、LOCA を起因とする場合、水位低下の観点では厳しいものの、水位低下及び LOCA に伴う減圧によってボイド率が上昇し、負の反応度が投入されると考えられることから、事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする事故シーケンスが(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)厳しいと考えられる。

また、本事故シーケンスグループでは、非常用炉心冷却系が確保されているシーケンスが抽出されていることから、水位低下に対しては一定の対応が可能と考えられるため、反応度制御の観点で厳しい事故シーケ

ンスを選定することが妥当であると考え。更に、LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの CDF は  $1 \times 10^{-13}$  /炉年未満であり、他の事故シーケンスグループの事故シーケンスの CDF と比較しても極めて小さい。これらを踏まえると、反応度制御の観点で厳しい、過渡事象を起因とする事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①)は、本事故シーケンスグループにおいて代表性を有しているものとする。

#### (6) LOCA 時注水機能喪失

##### ①重要事故シーケンス

「中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」

##### ②炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・手動減圧
- ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

##### ③選定理由

着眼点「高」の数が最も多いシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの③)を選定した。

なお、LOCA に伴って生じる事故シーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの①～④)は、配管破断規模の大きさ及び重畳する機能喪失が原子炉減圧機能喪失又は低圧注水機能喪失である点で異なっている。配管破断規模の大きさの観点では、中 LOCA の方が水位の低下が早く、厳しい事象と考えられる。重畳する機能喪失の観点では、減圧に用いる SRV は十分な台数が備えられている。一方、低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧 ECCS より少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧注水機能喪失を含むシーケンスが厳しいと考える。これらのことから、配管破断規模が大きく、低圧注水機能喪失を含むシーケンス(第 1-4 表の本事故シーケンスグループの③)は、本事故シーケンスグループの他の事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものとする。

また、(4)の崩壊熱除去機能喪失においても LOCA を含む事故シーケンス(第 1-4 表の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の⑦～⑨)が抽出されている。これについて、重要事故シーケンスによる包絡性を考えると、重要事故シーケンスに低圧 ECCS 注水失敗が含まれており、低圧 ECCS の機能喪失は残留熱除去系による格納容器除熱にも期待できないこととほぼ同義であることから、本重要事故シーケンスでは、格納容器除熱に関する重大事故等対処設備の有効性についても評価することとなる。このことから、本重要事故シーケンスは、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の LOCA を起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものとする。

## (7) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

### ①重要事故シーケンス

「ISLOCA」

### ②炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・ 高圧炉心注水系

### ③選定理由

シーケンスとしては1種類のみ(第1-4表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

なお、各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。(別紙4)

また、地震又は津波レベル1PRAから抽出される事故シーケンスは、地震又は津波によって起回事象が引き起こされるものの、起回事象の後のシーケンスは緩和系の成功・失敗(地震又は津波によって起回事象発生と同じタイミングで機能喪失している場合を含む)の分岐によって決定されることから、整理される事故シーケンスグループは内部事象PRAで抽出される事故シーケンスグループと同等となる。内部事象では喪失時の炉心損傷頻度への影響の大きな機器・系統等の信頼性向上や系統機能を代替する設備の設置が対策となるが、外部事象では内部事象の対策に加えて外部事象への対策(津波に対する止水対策等)も挙げられる。外部事象自体による損傷(起回事象)の発生防止対策を実施することによっても当該事故シーケンスの発生頻度は低下すること、及び、地震又は津波によって起回事象が発生した場合であってもその後の対応は内部事象による事故シーケンスに対する有効性評価で代表できることから、地震または津波レベル1PRAから抽出された事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定していない。(別紙5)

第 1-1 表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起因事象	事故シーケンス	内部	地震	津波
過渡事象	高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	崩壊熱除去失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	○	—
	原子炉停止失敗	○	○	—
外部電源喪失	非常用交流電源喪失	○	○	—
	非常用交流電源喪失+SRV 再閉失敗	○	○	—
	非常用交流電源喪失+RCIC 失敗	○	○	—
	直流電源喪失	○	○	—
	非常用交流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—
通常停止	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
サポート系喪失	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
大破断 LOCA	HPCF 失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
中破断 LOCA	HPCF 注水失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
小破断 LOCA	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
格納容器バイパス(ISLOCA)	ISLOCA	○	—	—
地震に伴う損傷	Excessive LOCA	—	○	—
	計測・制御系喪失	—	○	—
	格納容器バイパス	—	○	—
	格納容器・圧力容器損傷	—	○	—
	原子炉建屋損傷	—	○	—
津波に伴う損傷	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+直流電源喪失	—	—	○

第 1-2 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(KK6)

事故シーケンス	事故シーケンス別 CDF(/炉年)				全 CDF に対する割合 (%)	PRA における分類結果	解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループ	グループ別 CDF(/炉年)	全 CDF に対する割合 (%)	解釈 1-2 との対応	
	内部	地震	津波	合計							
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 <sup>-10</sup>	3.8×10 <sup>-9</sup>	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.6×10 <sup>-4</sup>	77.3	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 <sup>-11</sup>	2.6×10 <sup>-9</sup>	—	2.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 <sup>-10</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	3.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.2×10 <sup>-11</sup>	—	—	3.2×10 <sup>-11</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 <sup>-12</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-12</sup>	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	5.3×10 <sup>-5</sup>	5.3×10 <sup>-5</sup>	26.4					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	2.8×10 <sup>-7</sup>	2.8×10 <sup>-7</sup>	0.1					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 <sup>-4</sup>	1.0×10 <sup>-4</sup>	50.5					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 <sup>-7</sup>	5.3×10 <sup>-7</sup>	0.3					
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 <sup>-9</sup>	2.8×10 <sup>-8</sup>	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	3.6×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.4×10 <sup>-11</sup>	2.9×10 <sup>-9</sup>	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 <sup>-10</sup>	—	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.6×10 <sup>-11</sup>	—	—	4.6×10 <sup>-11</sup>	< 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 <sup>-10</sup>	1.9×10 <sup>-6</sup>	—	1.9×10 <sup>-6</sup>	0.9	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.7×10 <sup>-5</sup>	13.3	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 <sup>-10</sup>	1.0×10 <sup>-8</sup>	—	1.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 <sup>-10</sup>	5.4×10 <sup>-8</sup>	—	5.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 <sup>-11</sup>	1.3×10 <sup>-7</sup>	—	1.3×10 <sup>-7</sup>	0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 <sup>-5</sup>	2.5×10 <sup>-5</sup>	12.2					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 <sup>-6</sup>	3.2×10 <sup>-6</sup>	—	8.2×10 <sup>-6</sup>	4.1	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.2×10 <sup>-5</sup>	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 <sup>-7</sup>	1.4×10 <sup>-8</sup>	—	3.9×10 <sup>-7</sup>	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 <sup>-6</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-6</sup>	1.3					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 <sup>-8</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.2×10 <sup>-7</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-7</sup>	0.3					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.7×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1					
	中 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1					
大 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1						
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.6×10 <sup>-12</sup>	9.2×10 <sup>-9</sup>	—	9.2×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	TC	原子炉停止機能喪失	1.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	(b)
	小 LOCA+原子炉停止失敗	8.0×10 <sup>-14</sup>	—	—	8.0×10 <sup>-14</sup>	< 0.1					
	中 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 <sup>-14</sup>	—	—	5.3×10 <sup>-14</sup>	< 0.1					
	大 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 <sup>-15</sup>	—	—	5.3×10 <sup>-15</sup>	< 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	4.7×10 <sup>-9</sup>	—	4.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
6	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.8×10 <sup>-13</sup>	—	—	9.8×10 <sup>-13</sup>	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	1.1×10 <sup>-6</sup>	0.6	(a)
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 <sup>-12</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-12</sup>	< 0.1	S1E				
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 <sup>-11</sup>	—	—	5.7×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	AE				
	大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 <sup>-10</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	Excessive LOCA <sup>※1</sup>	—	1.1×10 <sup>-6</sup>	—	1.1×10 <sup>-6</sup>	0.5	Excessive LOCA				
7	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	9.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス (ISLOCA)	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 <sup>※1</sup>	—	1.9×10 <sup>-7</sup>	—	1.9×10 <sup>-7</sup>	0.1	計測・制御機能喪失	該当なし	6.0×10 <sup>-6</sup>	3.0	該当なし
9	格納容器バイパス <sup>※1</sup>	—	9.6×10 <sup>-7</sup>	—	9.6×10 <sup>-7</sup>	0.5	格納容器バイパス破断				
10	格納容器・圧力容器損傷 <sup>※1</sup>	—	1.2×10 <sup>-6</sup>	—	1.2×10 <sup>-6</sup>	0.6	圧力容器・格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 <sup>※1</sup>	—	3.6×10 <sup>-6</sup>	—	3.6×10 <sup>-6</sup>	1.8	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 <sup>-6</sup>	1.2×10 <sup>-5</sup>	1.8×10 <sup>-4</sup>	2.0×10 <sup>-4</sup>	100	—	—	2.0×10 <sup>-4</sup>	100	

※1 解釈 1-1 (a)の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-2 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(KK7)

事故シーケンス		事故シーケンス別 CDF(/炉年)				全 CDF に対する割合 (%)	PRA における分類結果	解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループ	グループ別 CDF(/炉年)	全 CDF に対する割合 (%)	解釈 1-2との対応
		内部	地震	津波	合計						
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 <sup>-10</sup>	9.2×10 <sup>-9</sup>	—	9.3×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.9×10 <sup>-4</sup>	79.6	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 <sup>-11</sup>	4.0×10 <sup>-9</sup>	—	4.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 <sup>-10</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	3.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	3.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 <sup>-12</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-12</sup>	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	8.7×10 <sup>-5</sup>	8.7×10 <sup>-5</sup>	36.5					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	4.6×10 <sup>-7</sup>	4.6×10 <sup>-7</sup>	0.2					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 <sup>-4</sup>	1.0×10 <sup>-4</sup>	42.6					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 <sup>-7</sup>	5.3×10 <sup>-7</sup>	0.2					
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 <sup>-9</sup>	2.2×10 <sup>-8</sup>	—	2.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	2.8×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.2×10 <sup>-11</sup>	1.0×10 <sup>-9</sup>	—	1.1×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 <sup>-10</sup>	—	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.9×10 <sup>-10</sup>	—	—	2.9×10 <sup>-10</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.1×10 <sup>-11</sup>	—	—	4.1×10 <sup>-11</sup>	< 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 <sup>-10</sup>	3.5×10 <sup>-6</sup>	—	3.5×10 <sup>-6</sup>	1.5	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.9×10 <sup>-5</sup>	12.0	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 <sup>-10</sup>	2.0×10 <sup>-8</sup>	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 <sup>-10</sup>	3.7×10 <sup>-7</sup>	—	3.7×10 <sup>-7</sup>	0.2	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 <sup>-11</sup>	6.0×10 <sup>-8</sup>	—	6.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 <sup>-5</sup>	2.5×10 <sup>-5</sup>	10.3					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 <sup>-6</sup>	5.3×10 <sup>-6</sup>	—	1.0×10 <sup>-5</sup>	4.3	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.4×10 <sup>-5</sup>	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 <sup>-7</sup>	2.3×10 <sup>-8</sup>	—	4.0×10 <sup>-7</sup>	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 <sup>-6</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-6</sup>	1.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 <sup>-8</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.5×10 <sup>-7</sup>	—	—	5.5×10 <sup>-7</sup>	0.2					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1					
	中 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1					
大 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1						
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.0×10 <sup>-12</sup>	1.8×10 <sup>-7</sup>	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	0.1	TC	原子炉停止機能喪失	3.6×10 <sup>-7</sup>	0.1	(b)
	小 LOCA+原子炉停止失敗	7.9×10 <sup>-14</sup>	—	—	7.9×10 <sup>-14</sup>	< 0.1					
	中 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 <sup>-14</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-14</sup>	< 0.1					
	大 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 <sup>-15</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-15</sup>	< 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	0.1					
6	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.9×10 <sup>-13</sup>	—	—	9.9×10 <sup>-13</sup>	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	8.2×10 <sup>-7</sup>	0.3	(a)
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 <sup>-12</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-12</sup>	< 0.1	S1E				
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1					
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 <sup>-11</sup>	—	—	5.7×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	AE				
	大 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 <sup>-10</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-10</sup>	< 0.1	Excessive LOCA				
	Excessive LOCA <sup>※1</sup>	—	8.2×10 <sup>-7</sup>	—	8.2×10 <sup>-7</sup>	0.3					
7	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	9.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス(ISLOCA)	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 <sup>※1</sup>	—	6.9×10 <sup>-8</sup>	—	6.9×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	計測・制御機能喪失	該当なし	4.9×10 <sup>-6</sup>	2.0	該当なし
9	格納容器バイパス <sup>※1</sup>	—	1.2×10 <sup>-7</sup>	—	1.2×10 <sup>-7</sup>	< 0.1	格納容器バイパス破断				
10	格納容器・圧力容器損傷 <sup>※1</sup>	—	8.9×10 <sup>-7</sup>	—	8.9×10 <sup>-7</sup>	0.4	圧力容器・格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 <sup>※1</sup>	—	3.8×10 <sup>-6</sup>	—	3.8×10 <sup>-6</sup>	1.6	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 <sup>-6</sup>	1.5×10 <sup>-5</sup>	2.1×10 <sup>-4</sup>	2.4×10 <sup>-4</sup>	100	—	—	2.4×10 <sup>-4</sup>	100	

※1 解釈 1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(KK6)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別 CDF(炉年)				全 CDF に 対する割合(%) <sup>※1</sup>	グループ別 CDF(炉年)	全 CDF に 対する割合(%) <sup>※1</sup>	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧	1.1×10 <sup>-10</sup>	3.8×10 <sup>-9</sup>	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	1.6×10 <sup>-4</sup>	77.3	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	7.4×10 <sup>-11</sup>	2.6×10 <sup>-9</sup>	—	2.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	4.3×10 <sup>-10</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	3.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	3.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・格納容器圧力逃がし装置	3.2×10 <sup>-11</sup>	—	—	3.2×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.3×10 <sup>-12</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗		—	—	5.3×10 <sup>-5</sup>	5.3×10 <sup>-5</sup>	26.4			
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗		—	—	2.8×10 <sup>-7</sup>	2.8×10 <sup>-7</sup>	0.1			
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	・津波による浸水防止	—	—	1.0×10 <sup>-4</sup>	1.0×10 <sup>-4</sup>	50.5				
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗		—	—	5.3×10 <sup>-7</sup>	5.3×10 <sup>-7</sup>	0.3				
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		1.8×10 <sup>-9</sup>	2.8×10 <sup>-8</sup>	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	3.6×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・減圧自動化ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)	5.4×10 <sup>-11</sup>	2.9×10 <sup>-9</sup>	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	2.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・残留熱除去系(低圧注水・除熱)	1.2×10 <sup>-10</sup>	—	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		4.6×10 <sup>-11</sup>	—	—	4.6×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10 <sup>-10</sup>	1.9×10 <sup>-6</sup>	—	1.9×10 <sup>-6</sup>	0.1	2.7×10 <sup>-5</sup>	13.3	全炉心損傷頻度の約 96.5% を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗 <sup>※2</sup>	・原子炉隔離時冷却系 <sup>※3</sup> ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) <sup>※3</sup> ・上記の点線枠内の対策 <sup>※3</sup>	1.2×10 <sup>-10</sup>	1.0×10 <sup>-8</sup>	—	1.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10 <sup>-10</sup>	5.4×10 <sup>-8</sup>	—	5.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	外部電源喪失+直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10 <sup>-11</sup>	1.3×10 <sup>-7</sup>	—	1.3×10 <sup>-7</sup>	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	・津波による浸水防止	—	—	2.5×10 <sup>-5</sup>	2.5×10 <sup>-5</sup>	12.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗		5.0×10 <sup>-6</sup>	3.2×10 <sup>-6</sup>	—	8.2×10 <sup>-6</sup>	4.1	1.2×10 <sup>-5</sup>	5.9	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.8×10 <sup>-7</sup>	1.4×10 <sup>-8</sup>	—	3.9×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	2.7×10 <sup>-6</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-6</sup>	1.3			
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・格納容器圧力逃がし装置	2.1×10 <sup>-8</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	5.2×10 <sup>-7</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-7</sup>	0.3			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・手動減圧	2.7×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	5.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+RHR 失敗	・常設代替交流電源設備	3.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
大 LOCA+RHR 失敗		3.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1				
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能	5.6×10 <sup>-12</sup>	9.2×10 <sup>-9</sup>	—	9.2×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	1.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	
	小 LOCA+原子炉停止失敗	・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	8.0×10 <sup>-14</sup>	—	—	8.0×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+原子炉停止失敗	・ほう酸水注入系	5.3×10 <sup>-14</sup>	—	—	5.3×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+原子炉停止失敗	・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	5.3×10 <sup>-15</sup>	—	—	5.3×10 <sup>-15</sup>	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗 <sup>※4</sup>		—	4.7×10 <sup>-9</sup>	—	4.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	9.8×10 <sup>-13</sup>	—	—	9.8×10 <sup>-13</sup>	< 0.1	4.5×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	3.0×10 <sup>-12</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ) ・格納容器圧力逃がし装置	5.7×10 <sup>-11</sup>	—	—	5.7×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+HPCF 失敗+低圧注水失敗 <sup>※5</sup>	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) ・上記の点線枠内の対策 <sup>※3</sup>	5.0×10 <sup>-10</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	
合計			8.7×10 <sup>-6</sup>	5.3×10 <sup>-6</sup>	1.8×10 <sup>-4</sup>	1.9×10 <sup>-4</sup>	96.5	1.9×10 <sup>-4</sup>	96.5	—

※1 100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 ※2 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス ※3 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備 ※4 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス ※5 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス

第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(KK7)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別 CDF(炉年)				全 CDF に 対する割合(%)*1	グループ別 CDF(炉年)	全 CDF に 対する割合(%)*1	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	1.1×10 <sup>-10</sup>	9.2×10 <sup>-9</sup>	—	9.3×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	1.9×10 <sup>-4</sup>	79.6	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	7.4×10 <sup>-11</sup>	4.0×10 <sup>-9</sup>	—	4.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	4.3×10 <sup>-10</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	3.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	3.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	3.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・格納容器圧力逃がし装置	4.3×10 <sup>-12</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	—	—	8.7×10 <sup>-5</sup>	8.7×10 <sup>-5</sup>	36.5			
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	・津波による浸水防止	—	—	4.6×10 <sup>-7</sup>	4.6×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	—	1.0×10 <sup>-4</sup>	1.0×10 <sup>-4</sup>	42.6			
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	—	5.3×10 <sup>-7</sup>	5.3×10 <sup>-7</sup>	0.2			
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・減圧自動化ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)	1.8×10 <sup>-9</sup>	2.2×10 <sup>-8</sup>	—	2.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	2.8×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	5.2×10 <sup>-11</sup>	1.0×10 <sup>-9</sup>	—	1.1×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・残留熱除去系(低圧注水、除熱)	2.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	—	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	—	2.9×10 <sup>-10</sup>	—	—	2.9×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	—	4.1×10 <sup>-11</sup>	—	—	4.1×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10 <sup>-10</sup>	3.5×10 <sup>-6</sup>	—	3.5×10 <sup>-6</sup>	1.5	2.9×10 <sup>-5</sup>	12.0	全炉心損傷頻度の約 97.6% を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗*2	・原子炉隔離時冷却系*3 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)*3 ・上記の点線枠内の対策*3	1.2×10 <sup>-10</sup>	2.0×10 <sup>-8</sup>	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10 <sup>-10</sup>	3.7×10 <sup>-7</sup>	—	3.7×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	外部電源喪失+直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10 <sup>-11</sup>	6.0×10 <sup>-8</sup>	—	6.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	・津波による浸水防止	—	—	2.5×10 <sup>-5</sup>	2.5×10 <sup>-5</sup>	10.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	5.0×10 <sup>-6</sup>	5.3×10 <sup>-6</sup>	—	1.0×10 <sup>-5</sup>	4.3	1.4×10 <sup>-5</sup>	5.9	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	3.8×10 <sup>-7</sup>	2.3×10 <sup>-8</sup>	—	4.0×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗	・格納容器圧力逃がし装置	2.7×10 <sup>-6</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-6</sup>	1.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	2.1×10 <sup>-8</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	・手動減圧	5.5×10 <sup>-7</sup>	—	—	5.5×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	2.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	・常設代替交流電源設備	5.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+RHR 失敗	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+RHR 失敗	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	—	2.5×10 <sup>-5</sup>	2.5×10 <sup>-5</sup>	10.3			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能	5.0×10 <sup>-12</sup>	1.8×10 <sup>-7</sup>	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	0.1	3.6×10 <sup>-7</sup>	0.1	
	小 LOCA+原子炉停止失敗	・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	7.9×10 <sup>-14</sup>	—	—	7.9×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+原子炉停止失敗	・ほう酸水注入系	5.2×10 <sup>-14</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+原子炉停止失敗	・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系	5.2×10 <sup>-15</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-15</sup>	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗*4	・残留熱除去系	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	9.9×10 <sup>-13</sup>	—	—	9.9×10 <sup>-13</sup>	< 0.1	4.5×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	3.0×10 <sup>-12</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	5.7×10 <sup>-11</sup>	—	—	5.7×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+HPCF 失敗+低圧注水失敗*5	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) ・上記の点線枠内の対策*3	5.0×10 <sup>-10</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	
合計			8.7×10 <sup>-6</sup>	9.7×10 <sup>-6</sup>	2.1×10 <sup>-4</sup>	2.3×10 <sup>-4</sup>	97.6	2.3×10 <sup>-4</sup>	97.6	—

※1 100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 ※2 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス ※3 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備 ※4 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉心構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス ※5 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定(1/3)

解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1		喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由
					a	b	c	d	備考(a: 共通原因故障※2 又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)	
高圧・低圧注水機能喪失	◎	①過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・ <u>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</u> ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ) ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	中	高	高	低	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失(1 系統)は、起回事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。また、最終ヒートシンク喪失に至るシーケンスでは、除熱を必要とする多くの機能が喪失するため「高」とした。 b. 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため過渡事象を起因とするシーケンスを「高」とした。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、また、津波によるシーケンスでは津波襲来までに原子炉停止しているため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再閉失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため、減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、再閉成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき、低圧系での代替注水を開始できることから「低」とし、SRV 再閉失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全 CDF に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も CDF の高いシーケンスを「高」とした。また、全 CDF に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤,⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。⑦~⑩の最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。 b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では⑦, ⑨が支配的であるが、起因となる最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり、浸水防止がその対策となるため、重大事故防止対策の有効性を確認するためのシーケンスには適さない。なお、⑦~⑩を除いた場合、①が支配的なシーケンスとなる。
	-	②過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	高	低	低		
	-	③通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	低	高	低		
	-	④通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	低	低	低		
	-	⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗			高	低	高	低		
	-	⑥サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			高	低	低	低		
	-	⑦最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能 ・全交流電源(浸水又は最終ヒートシンク喪失に伴う喪失) ・除熱機能	・津波による浸水防止	高	低	高	高		
	-	⑧最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗			高	低	低	中		
	-	⑨最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗			高	低	高	高		
	-	⑩最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗			高	低	低	中		
高圧注水・減圧機能喪失	◎	①過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧注水機能 ・原子炉減圧機能	・ <u>減圧自動化ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)</u> ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・残留熱除去系(低圧注水、除熱)	中	高	高	高	a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失(1 系統)は、起回事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。 b. 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため過渡事象を起因とするシーケンスを「高」とした。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再閉失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため、バックアップ手段による減圧を実施した場合、減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、再閉成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき、低圧系での注水を開始できることから「低」とし、SRV 再閉失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全 CDF に対して 10%以上又は事故シーケンスグループの中で最も CDF の高いシーケンスを「高」とした。また、全 CDF に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤,⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。
	-	②過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
	-	③通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	高	低		
	-	④通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	-	⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			高	低	高	低		
	-	⑥サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			高	低	低	低		

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

※2 地震 PRA では多重化された機器を完全従属としていることから、多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定(2/3)

解釈の事故シーケンスグループ	詳細化した事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	喪失した機能		対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方				備考(a: 共通原因故障※2 又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)	選定した重要事故シーケンスと選定理由	
			電源	冷却機能		a	b	c	d			
全交流動力電源喪失	長期 TB	◎ ①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	全交流電源	原子炉隔離時冷却系(RCIC)を除く注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>RCIC(所内直流電源設備の確保)</li> <li>高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。	各重要事故シーケンスそれぞれに対し、地震 PRA からは、全交流動力電源と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが、全交流動力電源喪失時には、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが表れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても格納容器圧力逃がし装置による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて代替原子炉補機冷却系の有効性を確認することができる。これを考慮し、重要事故シーケンスには、設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。
	TBU	◎ ①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	全交流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBP	◎ ①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	全交流電源	全ての注水・除熱機能※3	<ul style="list-style-type: none"> <li>RCIC(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)</li> <li>高圧代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが 1 つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBD	◎ ①外部電源喪失+直流電源喪失	全交流電源※4 直流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	高	-	-	低	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれていること及び、電源を必要とする多くの機能が喪失することから「高」とした。</p> <p>b. 事象発生後、いずれの注水手段にも期待できない点は同等であり、余裕時間に差異は無いと考えられることから「-」とした。</p> <p>c. 原子炉圧力容器内が高圧状態で推移する点は同等であり、電源喪失後、少なくとも蒸気駆動の高圧注水及び制御用直流電源を確保すれば必要な設備容量は同等であることから「-」とした。</p> <p>d. 全 CDF に対して 10%以上又は詳細化した事故シーケンスグループの中で最も CDF の高いシーケンスを「高」とした。また、全 CDF に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	②は頻度の観点で支配的であるものの、その発生原因が津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。	
		- ②最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	全交流電源 直流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>津波による浸水防止</li> </ul>	高	-	-	高	以上より、より多くの対策の有効性を確認出来る点で①が本事故シーケンスグループの事故シーケンスを代表していると考え、①を重要事故シーケンスとして選定。		

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

※2 地震 PRA では多重化された機器を完全従属としていることから、多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

※3 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は、RCIC を用いることで原子炉水位を維持することができる。

※4 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機(DG)を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、全交流動力電源喪失となる。

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定(3/3)

解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス*1	喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点と重要事故シーケンス選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由	
				a	b	c	d		
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①過渡事象+崩壊熱除去失敗	・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>常設代替交流電源設備</li> </ul>	中	中	低	高	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。その上でサポート系喪失(1系統)は、起回事象の時点で系統間の機能の依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。</p> <p>b. 過渡事象(全給水喪失事象)は手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早いことから「中」とした。また、LOCAは直接D/Wに蒸気が放出されるため、格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。</p> <p>c. LOCAは直接D/Wに蒸気が放出されるため、S/Cでの蒸気凝縮に十分に期待できない分格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。他の起回事象については、崩壊熱除去に関する設備容量に差異は無いと考え「低」とした。</p> <p>d. 全CDFに対して10%以上又は事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いシーケンスを「高」とした。また、全CDFに対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	<p>a. ⑤,⑥ではサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。</p> <p>b, c. ⑦~⑨の両着眼点についてLOCAを「高」としたが、これらはLOCAから派生したシーケンスであって、崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認するシーケンスとしては適切でないと考え。LOCAを起因とするシーケンスについては崩壊熱除去機能の代替手段も含めて他のシーケンスグループで評価する。よって、bの事象対応の余裕時間の観点で①②が厳しい。</p> <p>d. 頻度の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。</p>
	- ②過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗			中	中	低	中		
	- ③通常停止+崩壊熱除去失敗			中	低	低	中		
	- ④通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	- ⑤サポート系喪失+崩壊熱除去失敗			高	低	低	中		
	- ⑥サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗			高	低	低	低		
	- ⑦小LOCA+崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	- ⑧中LOCA+RHR失敗			中	高	高	低		
	- ⑨大LOCA+RHR失敗			中	高	高	低		
原子炉停止機能喪失	◎ ①過渡事象+原子炉停止失敗	・原子炉停止機能	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替制御棒挿入機能</li> <li>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</li> <li>ほう酸水注入系</li> <li>高圧炉心注水系</li> <li>原子炉隔離時冷却系</li> <li>残留熱除去系</li> </ul>	中	高	中	高	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。</p> <p>b. 過渡事象(主蒸気隔離弁閉)はLOCAと比較して反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しく、大LOCAはLOCA後の水位低下の観点で厳しいと考えられることから「高」とし、中小LOCAについては「中」とした。</p> <p>c. 停止機能の設備容量については事故シーケンス間に有意な差が無いと考えられるが、原子炉内が中圧~高圧で維持されるシーケンスでは注水可能な系統が高圧に限定されることから、RCICの使用可能性も考慮し、過渡事象及び小LOCAを「中」とし、中LOCAについては「高」、大LOCAについては「低」とした。</p> <p>d. 全CDFに対して10%以上又は事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いシーケンスを「高」とした。また、全CDFに対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	<p>a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。</p> <p>b, c. 本事故シーケンスグループに対しては、重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており、これに期待する場合、②~④の事象進展はLOCA時注水機能喪失の事故シーケンスグループに包絡される。事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする①が厳しい。</p> <p>d. CDFの観点では①が支配的となった。なお、LOCAと原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスのCDFは<math>1 \times 10^{-13}</math>/炉年未満であり、他の事故シーケンスグループの事故シーケンスのCDFと比較しても極めて小さい。</p> <p>以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。</p>
	- ②小LOCA+原子炉停止失敗			中	中	中	低		
	- ③中LOCA+原子炉停止失敗			中	中	高	低		
	- ④大LOCA+原子炉停止失敗			中	高	低	低		
LOCA時注水機能喪失	- ①小LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧注水機能</li> <li>低圧注水機能</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	中	低	高	低	<p>a. 主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。</p> <p>b. 中LOCAの方が事象進展が早いことから「高」とし、小LOCAを「低」とした。</p> <p>c. 減圧に用いるSRVは十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる設備容量は低圧ECCSより少ない。このため代替となる設備容量の観点で低圧ECCS失敗を含むシーケンスが厳しいと考え、「高」とし、原子炉減圧失敗を含むシーケンスを「低」とした。</p> <p>d. 全CDFに対して10%以上又は事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いシーケンスを「高」とした。また、全CDFに対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	<p>a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。</p> <p>b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして③を抽出。</p> <p>d. 頻度の観点では③が支配的となった。</p> <p>以上より、③を重要事故シーケンスとして選定。</p>
	- ②小LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	◎ ③中LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗			中	高	高	高		
	- ④中LOCA+HPCF注水失敗+原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
格納容器バイパス(ISLOCA)	◎ ①インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>ISLOCA発生箇所の隔離</li> <li>高圧炉心注水系</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧炉心注水系</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①を重要事故シーケンスとして選定。

\*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。

\*2 地震PRAでは多重化された機器を完全従属としていることから、多重化された機器の損傷が生じるカットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

個別プラント評価により抽出するもの  
(解釈 1-1(b)の事故シーケンスグループ)

<個別プラントの確率論的リスク評価(PRA)>

- ・内部事象
- ・外部事象(適用可能なもの)  
→ 地震、津波

<PRAに代わる方法による評価>

- ・その他の外部事象  
火災、溢水、洪水、風(台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、人為事象 等  
→これらの外部事象により誘発される起因事象について検討することで概略評価を実施

<事故シーケンス抽出・炉心損傷頻度算出結果>

事故シーケンス	事故シーケンス別CDF(1/年)		
	初期	中期	合計
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	9.1×10 <sup>14</sup>	8.8×10 <sup>14</sup>	8.6×10 <sup>14</sup>
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	4.0×10 <sup>14</sup>	4.9×10 <sup>14</sup>	4.9×10 <sup>14</sup>
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	2.3×10 <sup>14</sup>	—	2.3×10 <sup>14</sup>
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	2.9×10 <sup>14</sup>	—	2.9×10 <sup>14</sup>
中間トシ喪失+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	3.2×10 <sup>14</sup>	—	3.2×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	4.2×10 <sup>14</sup>	—	4.2×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失	—	2.7×10 <sup>14</sup>	2.7×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失+SRV 再閉失敗	—	4.8×10 <sup>14</sup>	4.8×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	—	1.0×10 <sup>14</sup>	1.0×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+SRV 再閉失敗	—	5.3×10 <sup>14</sup>	5.3×10 <sup>14</sup>
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	2.8×10 <sup>14</sup>	5.1×10 <sup>14</sup>	5.4×10 <sup>14</sup>
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	6.9×10 <sup>14</sup>	2.6×10 <sup>14</sup>	2.7×10 <sup>14</sup>
過渡事象+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	2.2×10 <sup>14</sup>	—	2.2×10 <sup>14</sup>
過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	2.2×10 <sup>14</sup>	—	2.2×10 <sup>14</sup>
中間トシ喪失+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	4.0×10 <sup>14</sup>	—	4.0×10 <sup>14</sup>
中間トシ喪失+SRV 再閉失敗+高圧 ECCS 失敗+手動減圧失敗	6.4×10 <sup>14</sup>	—	6.4×10 <sup>14</sup>
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 <sup>14</sup>	1.7×10 <sup>14</sup>	1.7×10 <sup>14</sup>
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+最終トシ喪失	—	4.2×10 <sup>14</sup>	4.2×10 <sup>14</sup>
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 <sup>14</sup>	0.6×10 <sup>14</sup>	1.1×10 <sup>14</sup>
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+最終トシ喪失+SRV 再閉失敗	—	2.0×10 <sup>14</sup>	2.0×10 <sup>14</sup>
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RHR 失敗	5.3×10 <sup>14</sup>	1.3×10 <sup>14</sup>	1.3×10 <sup>14</sup>
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+最終トシ喪失+RHR 失敗	—	3.2×10 <sup>14</sup>	3.2×10 <sup>14</sup>
外部電源喪失+潮流電源喪失	8.1×10 <sup>14</sup>	—	8.1×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失+全交流動力電源喪失+潮流電源喪失	—	5.0×10 <sup>14</sup>	5.0×10 <sup>14</sup>
過渡事象+RHR 失敗	1.4×10 <sup>14</sup>	2.1×10 <sup>14</sup>	4.4×10 <sup>14</sup>
過渡事象+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	4.3×10 <sup>14</sup>	1.1×10 <sup>14</sup>	3.4×10 <sup>14</sup>
過渡事象+RHR 失敗	1.7×10 <sup>14</sup>	—	1.7×10 <sup>14</sup>
過渡事象+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	1.1×10 <sup>14</sup>	—	1.1×10 <sup>14</sup>
中間トシ喪失+RHR 失敗	2.1×10 <sup>14</sup>	—	2.1×10 <sup>14</sup>
中間トシ喪失+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	1.1×10 <sup>14</sup>	—	1.1×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失+RHR 失敗	1.1×10 <sup>14</sup>	—	1.1×10 <sup>14</sup>
最終トシ喪失+SRV 再閉失敗+RHR 失敗	1.1×10 <sup>14</sup>	—	1.1×10 <sup>14</sup>
小 LOCA+RHR 失敗	1.1×10 <sup>14</sup>	—	1.1×10 <sup>14</sup>
小 LOCA+SRV 再閉失敗	—	2.3×10 <sup>14</sup>	2.3×10 <sup>14</sup>

必ず想定する事故シーケンスグループ  
(解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループ)

解釈 1-2(a)を適用するもの

- ・高圧・低圧注水機能喪失
- ・高圧注水・減圧機能喪失
- ・全交流動力電源喪失
- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・LOCA 時注水機能喪失(中小 LOCA)

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止が困難な事故シーケンス  
・LOCA 時注水機能喪失(大 LOCA)

解釈 1-2(b)を適用するもの

- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・原子炉停止機能喪失
- ・格納容器バイパス  
(インターフェイスシステム LOCA)

解釈 1-1(a)以外の事故シーケンスグループ

- ・ Excessive LOCA
- ・原子炉建屋損傷
- ・圧力容器・格納容器損傷
- ・格納容器バイパス
- ・計測・制御系喪失

《重要事故シーケンスの選定》

審査ガイドに従い、事故シーケンス毎に重要事故シーケンスを選定し、炉心損傷防止対策の有効性を確認

炉心損傷防止対策の有効性評価へ

《格納容器破損防止を図るシーケンスの確認》

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事象であっても格納容器破損防止対策に期待できることを確認

格納容器破損防止対策の有効性評価へ

大規模損壊発生時の対策も含め、発電所内において使用可能な設備・機器を活用して影響の緩和を図る

<新たな事故シーケンスグループとして追加の要否確認>

「解釈 1-1(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断」

- ・評価を詳細化すれば必ずしも炉心損傷直結ではなく、必ず想定する事故シーケンスグループに包絡される事故シーケンスともなり得る。
- ・損傷の程度によっては、有効性評価で想定した影響緩和策に期待できる可能性、或いは可搬型の機器等を用いて臨機応変に、炉心損傷防止のための対応をとることができる可能性が考えられる。

以上の理由により、新たなグループとしての追加は不要と判断

第 1-1 図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

過渡事象	原子炉停止	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	原子炉減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
							過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)							
過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)							
過渡事象+原子炉停止失敗	(e)							

外部電源 喪失	直流電源	交流電源	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
					過渡事象へ	過渡事象へ
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用交流電源喪失)	(c)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用交流電源喪失)+RCIC失敗	(c)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用交流電源喪失)+SRV再閉失敗	(c)
外部電源喪失+直流電源喪失	(c)					

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失

第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー(1/3)

通常停止・サポ-ト系喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+崩壊熱除去失敗	(d)
						通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗 サポ-ト系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
						通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 サポ-ト系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)						
通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 サポ-ト系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)						

(a) 高圧・低圧注水機能喪失    (b) 高圧注水・減圧機能喪失    (d) 崩壊熱除去機能喪失

第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー(2/3)

冷却材喪失事象	原子炉停止	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						大破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 中破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(f)
中破断LOCA+HPCF注水失敗+原子炉減圧失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(f)						
大破断LOCA+原子炉停止失敗 中破断LOCA+原子炉停止失敗 小破断LOCA+原子炉停止失敗	(e)						

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	ISLOCA	(g)

(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失 (g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー(3/3)

地震	地震 加速度大	建屋・ 構築物 の損傷	格納容器 バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA)	計測・ 制御系 喪失	直流 電源喪失	原子炉 補機冷却系 の喪失	交流 電源喪失	外部電源 喪失	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
										炉心損傷なし	炉心損傷なし
										過渡事象へ	過渡事象へ
										外部電源喪失へ	外部電源喪失へ
										全交流動力電源喪失へ	全交流動力電源喪失へ
										最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失へ	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失へ
										直流電源喪失	(h)
										計測・制御系喪失	(h)
										Excessive LOCA	(f)
										格納容器バイパス	(h)
格納容器・圧力容器損傷 原子炉建屋損傷	(h)										

- (a) 高圧・低圧注水機能喪失    (b) 高圧注水・減圧機能喪失    (c) 全交流動力電源喪失    (d) 崩壊熱除去機能喪失    (f) LOCA時注水機能喪失  
 (h) 炉心損傷直結シーケンス    E-LOCA : Excessive -LOCA

第 1-3 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー

過渡事象/ 外部電源喪失※1	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高圧炉心 冷却	原子炉減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
	炉心損傷なし	炉心損傷なし							
	過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)							
	炉心損傷なし	炉心損傷なし							
	過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)							
	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)							
	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)							
	炉心損傷なし	炉心損傷なし							
	過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)							
	炉心損傷なし	炉心損傷なし							
	過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)							
	過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)							
過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)								
Excessive LOCA	(f)								
過渡事象+原子炉停止失敗	(e)								

※1 DG 全喪失を伴わない外部電源喪失は過渡事象として整理した。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失    (b) 高圧注水・減圧機能喪失    (d) 崩壊熱除去機能喪失    (e) 原子炉停止機能喪失    (f) LOCA 時注水機能喪失

第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー(1/2)

全交流動力電源喪失/ 全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高压炉心 冷却	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) 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失 <sup>※1</sup>	(c)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 <sup>※1</sup>	(c)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 <sup>※1</sup>	(c)
					Excessive LOCA	(f)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+原子炉停止失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+原子炉停止失敗 <sup>※1</sup>	(e)

※1 全交流動力電源喪失が生じた時点で最終ヒートシンク喪失も発生することから、全交流動力電源喪失の事故シーケンスとして整理した。

(c) 全交流動力電源喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失

第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー(2/2)

津波高さ	12m	6.5m	4.8m	4.2m	3.5m	発生する起回事象	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
以下→						起因となる事象発生なし	炉心損傷なし	炉心損傷なし
以上↓						①	過渡事象へ <sup>※1</sup>	過渡事象へ <sup>※1</sup>
						①+②	津波高さ 4.2m～6.5mへ	津波高さ 4.2m～6.5mへ
					①+②+③			
						①+②+③+④	非常用交流電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +直流電源喪失	直流電源喪失
					①+②+③+④+⑤			

※1 内部事象のイベントツリーに包絡されるものと整理した。

- ① 過渡事象      ② 最終ヒートシンク喪失(LUHS)      ③ 全交流動力電源喪失(SBO)      ④ 直流電源喪失      ⑤ 外部電源喪失

第 1-5 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー

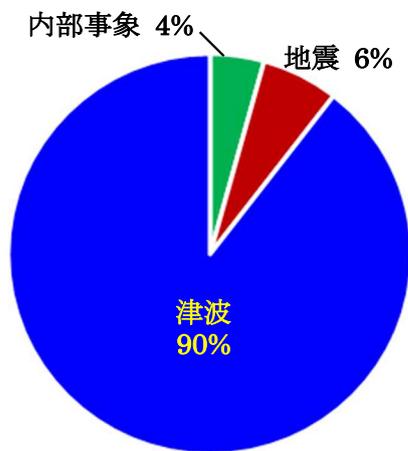
津波高さ 4.2m~6.5m	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 開放)※2	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 再閉鎖)※2	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+RCIC失敗	(a)
							※1	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
炉心損傷なし	炉心損傷なし							
※1	(d)							
最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+SRV再閉失敗	(a)							
※1	(b)							
LOCA	(f)							

※1 イベントツリー上はシーケンスを抽出できるが、津波によって注水機能を全て喪失して炉心損傷に至るため、当該シーケンスは発生しない。

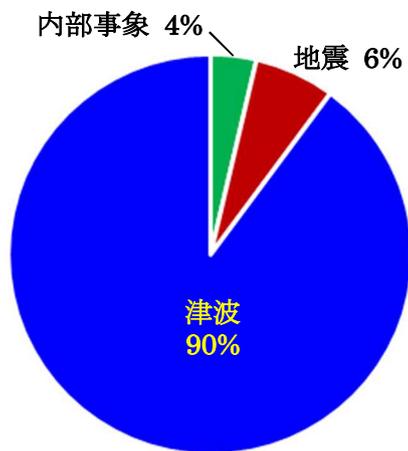
※2 当該ヘディングはランダム故障を考慮して設定している。これは当該ヘディングが、逃がし安全弁の逃がし弁機能又は安全弁機能による、津波襲来後の過渡的な状況下での原子炉圧力制御を考慮しているものであって、少なくとも安全弁機能には期待できることを考慮すると、津波による機能喪失は想定されないためである。当該ヘディングの非信頼度への津波による影響は無いが、全ての事故シーケンスを抽出する観点から、ランダム故障による分岐確率(内部事象 PRA での値と同じ)を設定して分析している。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失      (b) 高圧注水・減圧機能喪失      (d) 崩壊熱除去機能喪失      (f) LOCA 時注水機能喪失

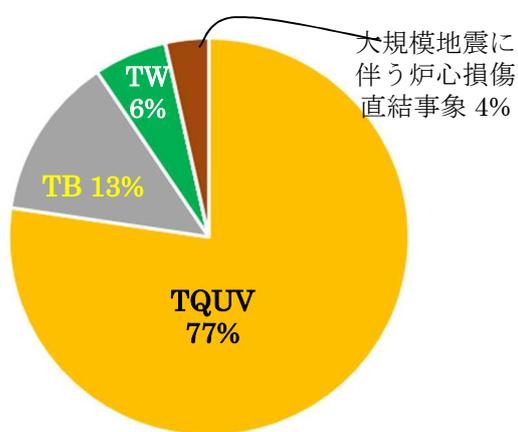
第 1-6 図 津波レベル 1PRA イベントツリー



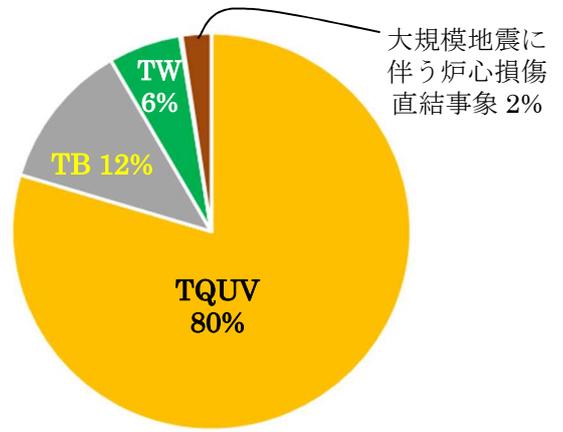
KK6 事象別



KK7 事象別



KK6 事故シーケンスグループ別

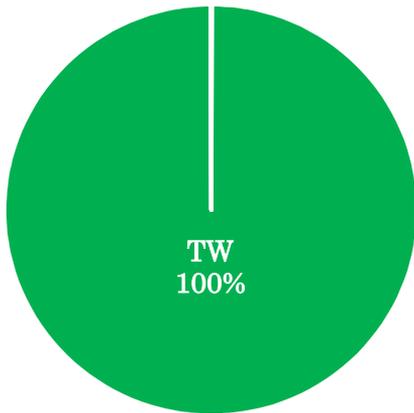


KK7 事故シーケンスグループ別

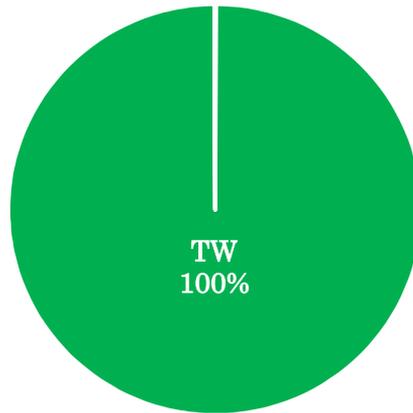
KK6 全 CDF :  $2.0 \times 10^{-4}$  /炉年

KK7 全 CDF :  $2.4 \times 10^{-4}$  /炉年

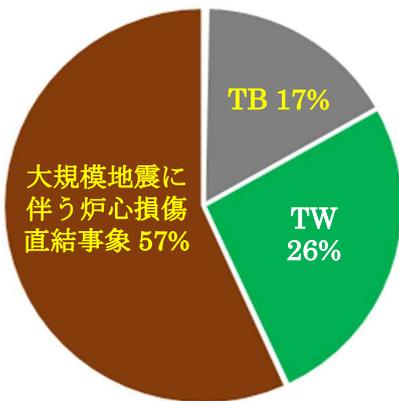
第 1-7 図 プラント全体の CDF



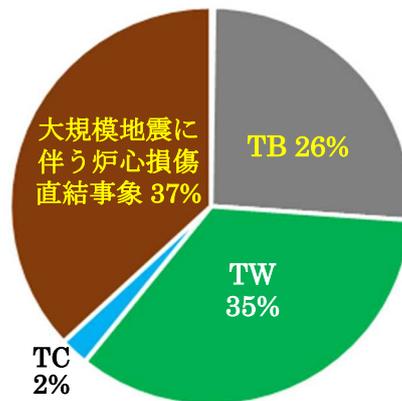
KK6 内部事象運転時レベル 1PRA  
(CDF :  $8.7 \times 10^{-6}$  /炉年)



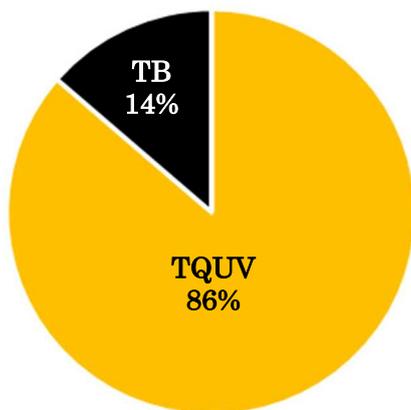
KK7 内部事象運転時レベル 1PRA  
(CDF :  $8.7 \times 10^{-6}$  /炉年)



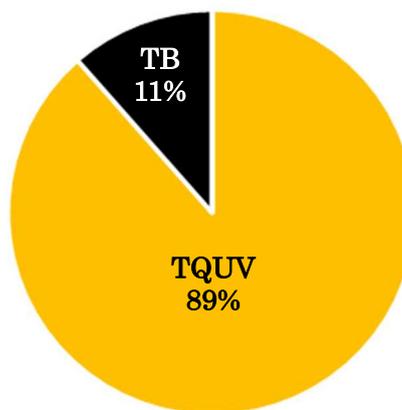
KK6 地震レベル 1PRA  
(CDF :  $1.2 \times 10^{-5}$  /炉年)



KK7 地震レベル 1PRA  
(CDF :  $1.5 \times 10^{-5}$  /炉年)



KK6 津波レベル 1PRA  
(CDF :  $1.8 \times 10^{-4}$  /炉年)



KK7 津波レベル 1PRA  
(CDF :  $2.1 \times 10^{-4}$  /炉年)

第 1-8 図 各 PRA の結果と事故シーケンスグループ毎の寄与割合