

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉審査資料	
資料番号	KK67-0034 改45
提出年月日	平成29年3月17日

## 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

### 重大事故等対策の有効性評価について

平成29年3月

東京電力ホールディングス株式会社

## 目次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
  - 1.1 概要
  - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
  - 1.3 評価に当たって考慮する事項
  - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
  - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
  - 1.6 解析の実施方針
  - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
  - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
  - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
  - 2.3 全交流動力電源喪失
    - 2.3.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)
    - 2.3.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗
    - 2.3.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失
    - 2.3.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再開失敗
  - 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 雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
    - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴, 格納容器破損防止対策
    - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
    - 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合

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

: 今回のご説明範囲

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 安定状態について
- 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 減圧・注水開始操作の時間余裕について
- 添付資料 2.3.4.4 7 日間における水源の対応について  
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
- 添付資料 2.3.4.5 7 日間における燃料の対応について  
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
- 添付資料 2.3.4.6 常設代替交流電源設備の負荷  
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
- 添付資料 2.4.1.1 安定状態について
- 添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.3 7 日間における水源の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.4 7 日間における燃料の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.2.1 安定状態について
- 添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
- 添付資料 2.4.2.3 7 日間における水源の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
- 添付資料 2.4.2.4 7 日間における燃料の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

- 添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
- 添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について
- 添付資料 2.5.3 安定状態について
- 添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(原子炉停止機能喪失)
- 添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
- 添付資料 2.5.6 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.7 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響
- 添付資料 2.5.8 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響
- 添付資料 2.5.9 外部電源の有無による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.10 SLC 起動を手動起動としていることについての整理
  
- 添付資料 2.6.1 中小破断 LOCA の事象想定について
- 添付資料 2.6.2 安定状態について
- 添付資料 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(LOCA 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.4 LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について
- 添付資料 2.6.5 7 日間における水源の対応について (LOCA 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.6 7 日間における燃料の対応について (LOCA 時注水機能喪失)
  
- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について
- 添付資料 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(インターフェイスシステム LOCA)
- 添付資料 2.7.4 7 日間における燃料の対応について (インターフェイスシステム LOCA)
  
- 添付資料 3.1.2.1 格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全性に与える影響について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 3.1.2.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.2.3 安定状態について (代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.4 原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素の影響について

- 添付資料 3.1.2.5 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.1.2.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却を使用する場合)))
- 添付資料 3.1.2.7 7 日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.8 7 日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.9 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について
- 添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について
- 添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却系を使用しない場合における Cs-137 放出量評価について
- 添付資料 3.1.3.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.1.3.5 安定状態について(代替循環冷却系を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却を使用しない場合)))
- 添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 3.1.3.8 7 日間における水源の対応について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.9 7 日間における燃料の対応について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.10 常設代替交流電源設備の負荷  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用しない場合)
- 添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
- 添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け
- 添付資料 3.2.3 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について

- (高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.5 7日間における水源の対応について  
(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.6 7日間における燃料の対応について  
(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(炉外 FCI)に関する知見の整理
- 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価
- 添付資料 3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性
- 添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について  
(原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)
- 添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響
- 添付資料 3.3.6 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響
- 添付資料 3.4.1 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響
- 添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について
- 添付資料 3.4.3 安定状態について
- 添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について(水素燃焼)
- 添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響
- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について  
(溶融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合の下部ドライウェルのコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価
- 添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源の対応について(想定事故 1)

- 添付資料 4.1.7 7日間における燃料の対応について(想定事故1)
  
- 添付資料 4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 想定事故2において微開固着及び貫通クラックによる損傷を想定している理由
- 添付資料 4.2.3 6号及び7号炉 使用済燃料プールサイフォンブレーカについて
- 添付資料 4.2.4 安定状態について
- 添付資料 4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.6 7日間における水源の対応について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.7 7日間における燃料の対応(想定事故2)
  
- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定状態について
- 添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響について
- 添付資料 5.1.6 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
- 添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について  
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)
- 添付資料 5.1.8 7日間における燃料対応について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)
  
- 添付資料 5.2.1 安定状態について
- 添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について  
(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中 全交流動力電源喪失)
  
- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材流出事故における運転停止中の線量率評価について
- 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるPOS選定の考え方
- 添付資料 5.3.3 安定状態について
- 添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について  
(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

- 添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応(運転停止中 原子炉冷却材の流出)
  
- 添付資料 5.4.1 反応度誤投入の代表性について
- 添付資料 5.4.2 反応度の誤投入における燃料エンタルピー
- 添付資料 5.4.3 反応度の誤投入における炉心平均中性子束の推移
- 添付資料 5.4.4 安定状態について
- 添付資料 5.4.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(運転停止中 反応度誤投入)
- 添付資料 5.4.6 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて
  
- 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

## 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

重大事故等対策の有効性評価において LOCA 事象を想定する場合の破断位置及び口径設定の考え方については、以下のとおりである。

## 1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

## (1) LOCA 時注水機能喪失

## ① 破断位置

本事故シーケンスにおいて、燃料被覆管破裂が発生しない範囲の破断面積 ( $1\text{cm}^2$ ) を考慮し、非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、水頭圧により流出量が大きくなる原子炉圧力容器下部のドレン配管を選定した。

## ② 破断面積

破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積  $1\text{cm}^2$  を設定している。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「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）」にて確認する。

なお、破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料被覆管破裂に関する感度解析の結果を下表に示す。下表に示すとおり、本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については、燃料被覆管破裂が発生しない破断面積の限界は約  $5.6\text{cm}^2$  となった。また、気相破断については高圧炉心注水系配管（HPCF 配管）及び残留熱除去系吸込配管（RHR 吸込配管）において、破断面積がそれぞれ約  $100\text{cm}^2$  及び  $420\text{cm}^2$  の場合でも燃料被覆管破裂が発生しないことを確認した。

表 燃料被覆管破裂に関する破断面積の感度解析結果

	破断面積	燃料被覆管最高温度	破裂の有無
液相破断	約 $5.3\text{cm}^2$	約 $860^\circ\text{C}$	無
	約 $5.4\text{cm}^2$	約 $867^\circ\text{C}$	無
	約 $5.5\text{cm}^2$	約 $873^\circ\text{C}$	無
	約 $5.6\text{cm}^2$	約 $886^\circ\text{C}$	無
	約 $5.7\text{cm}^2$	約 $895^\circ\text{C}$	有
気相破断	HPCF 配管 約 $100\text{cm}^2$ (完全破断の約 80%)	約 $879^\circ\text{C}$	無
	RHR 吸込配管 約 $420\text{cm}^2$ (完全破断の約 53%)	約 $863^\circ\text{C}$	無

## (2) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）

### ① 破断位置

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。

図 1-1 に JEAG4602 に記載されている標準 ABWR の原子炉圧力材冷却バウンダリを示す。原子炉から原子炉格納容器外に接続する主な配管は下記のとおりとなる。

- ・ RCIC 蒸気配管
- ・ 給水系注入配管
- ・ LPFL 注入配管
- ・ HPCF 注入配管
- ・ 原子炉冷却材浄化系吸込み配管
- ・ 炉水試料採取系吸込み配管
- ・ RHR 停止時冷却モード戻り配管
- ・ RHR 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ 制御棒駆動機構注入配管
- ・ ヘッドスプレイ配管
- ・ 主蒸気配管
- ・ 計測用配管

高圧バウンダリのみで構成されている RCIC 蒸気配管、原子炉冷却材浄化系吸込み配管及び主蒸気配管はインターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) の対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい炉水試料採取系吸込み配管、制御棒駆動機構注入配管及び計測用配管は評価の対象としない。また、RHR 停止時冷却モード戻り配管は、LPFL 注入配管と共用しており評価の対象としていない。

さらに、ISLOCA 発生頻度の観点から、給水系配管及びヘッドスプレイ配管等は 3 弁以上の弁で隔離されていることから評価の対象としない。

発生頻度の分析について、PRA においては、主に原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数及び定例試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCA の発生確率が高いと考えられる配管 (HPCF 注入配管、RCIC 注入配管、RHR 停止時冷却モード吸込み配管) について、各々の箇所での ISLOCA 発生確率を算出している。(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 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価 (PRA) について 添付資料 3.1.1.b-8 及び添付資料 3.1.1.b-9 参照)

下表の整理の通り、PRA 上は低圧設計配管までの弁数が少なく、定例試験時のヒューマンエラーによる低圧設計部への加圧の発生が考えられる HPCF 注入配管での ISLOCA 発生頻度が最も高い。各配管における ISLOCA の発生頻度は、HPCF 注入配管については  $3.0 \times 10^{-8}$  [炉年]、定例試験の無い RHR 停止時冷却モード吸込み配管においては  $1.3 \times 10^{-14}$  [炉年]、LPFL 注入配管においては、HPCF 注入配管と同様に定例試験を実施するものの、低圧設計配管までの弁数が 3 弁 (原子炉圧力容器から 3 弁目は中圧設計ラインに設置されているが、中圧設計の配管は低

圧設計の配管よりも破断確率が低いことを考慮し、3弁目についても考慮の対象としている) であることから発生頻度は HPCF 注入配管より小さくなる(参考: 低圧設計配管までの弁数が同様に 3 弁である RCIC 注入配管における ISLOCA 発生頻度は  $1.7 \times 10^{-16}$  [/炉年] である)。なお、「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率の評価基準について」(平成 21・06・25 原院第 1 号。平成 21 年 6 月 30 日原子力安全・保安院制定)によると、航空機落下の判断基準は  $10^{-7}$  [/年] とされており、HPCF 配管における ISLOCA 発生頻度  $3.0 \times 10^{-8}$  [/炉年] は十分小さいと判断できると考える。

以上より、評価対象の配管は、運転中に開閉試験を実施する系統のうち、ISLOCA が発生する可能性が最も高い HPCF 注入配管を選定する。

表 低圧設計配管までの弁数と運転中定例試験の有無

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定例試験の有無	ISLOCA 発生頻度 [/炉年]
HPCF	2 弁	有	$3.0 \times 10^{-8}$
RCIC	3 弁 <sup>*1</sup>	有	$1.7 \times 10^{-16}$
LPFL 注入ライン <sup>*2</sup>	3 弁 <sup>*1,3</sup>	有	RCIC と同程度
RHR SHC 吸込み <sup>*4</sup>	2 弁	無	$1.3 \times 10^{-14}$

\*1: RCIC 及び LPFL の A 系の注入ラインに接続する給水系の逆止弁は考慮していない。

\*2: PRA では ISLOCA 発生確率が低いこと及び残留熱除去系については RHR SHC 吸込みラインで代表させるものとして、評価対象箇所からスクリーンアウトした。

\*3: 低圧注水系の注入ラインは、原子炉圧力容器から数えて 2 弁目までの範囲が高圧設計 ( $87.9 \text{ kg/cm}^2$ ) の配管で構成され、2 弁目以降から残留熱除去系ポンプの吐出までの範囲は中圧設計 ( $35.0 \text{ kg/cm}^2$ ) の配管で構成されており、3 弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いことを考慮し、3 弁目についても考慮の対象とした。

\*4: 残留熱除去系の吸込みラインは、原子炉圧力容器から数えて 2 弁目までの範囲が高圧設計 ( $87.9 \text{ kg/cm}^2$ ) の配管で構成され、2 弁目以降から残留熱除去系ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計 ( $14.0 \text{ kg/cm}^2$ ) の配管で構成されている。

## ② 破断口径

系統のうち最も配管径が大きい高圧炉心注水系の吸込配管(400A 配管)とする。

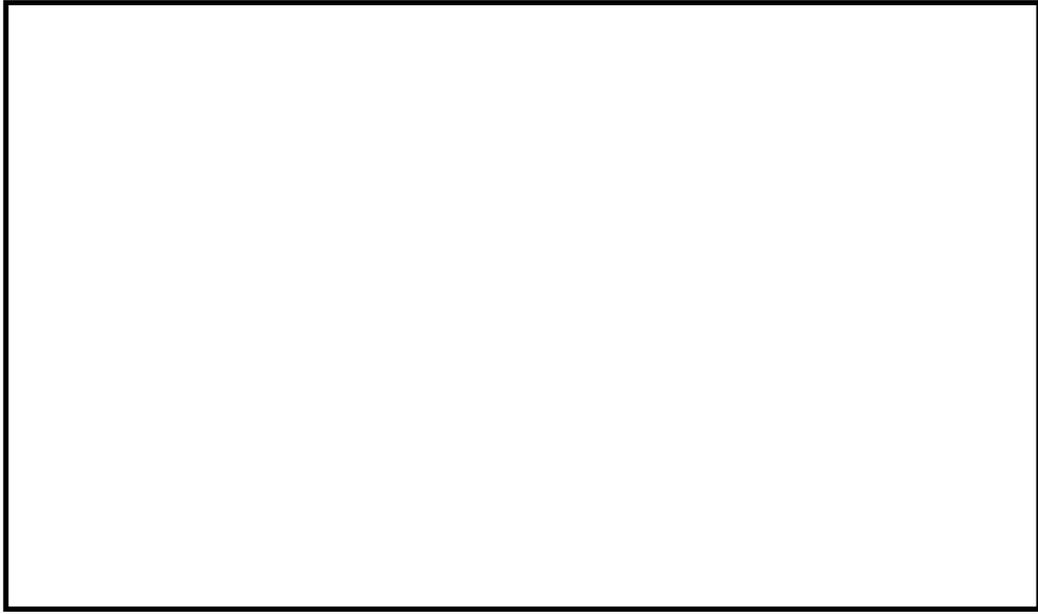


図 1-1 原子炉圧力材冷却バウンダリ

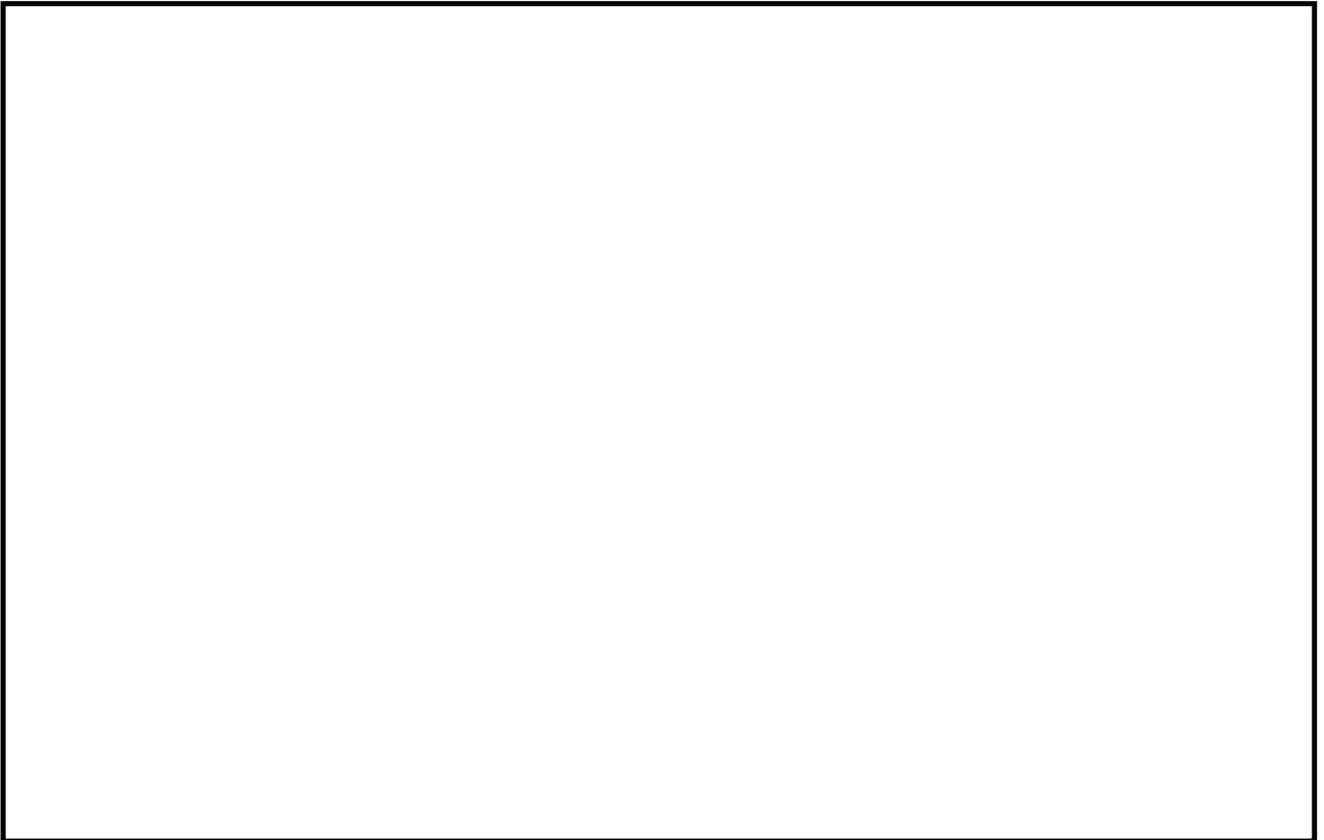


図1-2 高圧炉心スプレイ系(HPCF(B系))の系統構成とISLOCA発生のイメージ

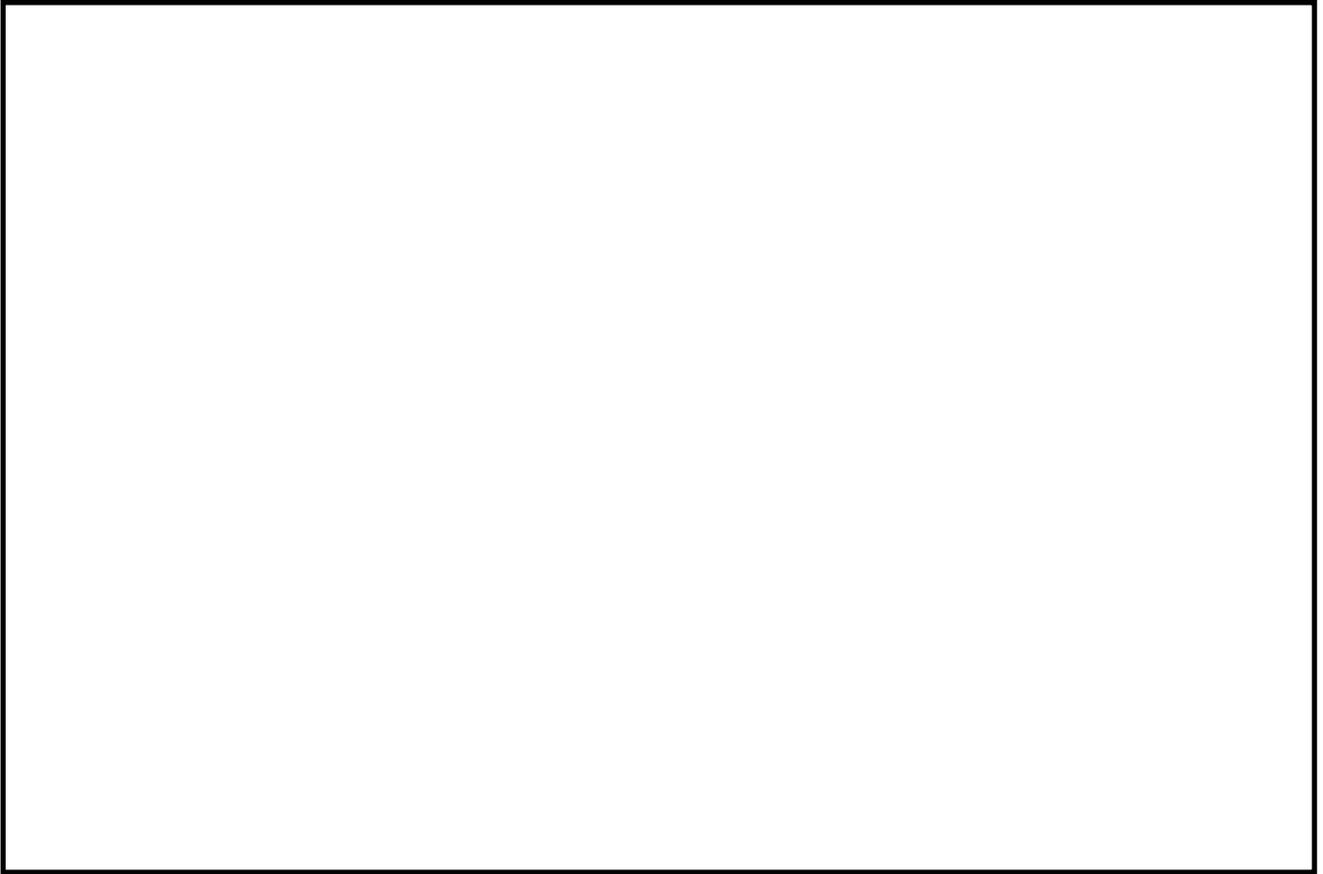


図1-3 原子炉隔離時冷却系(RCIC)の系統構成とISLOCA発生イメージ

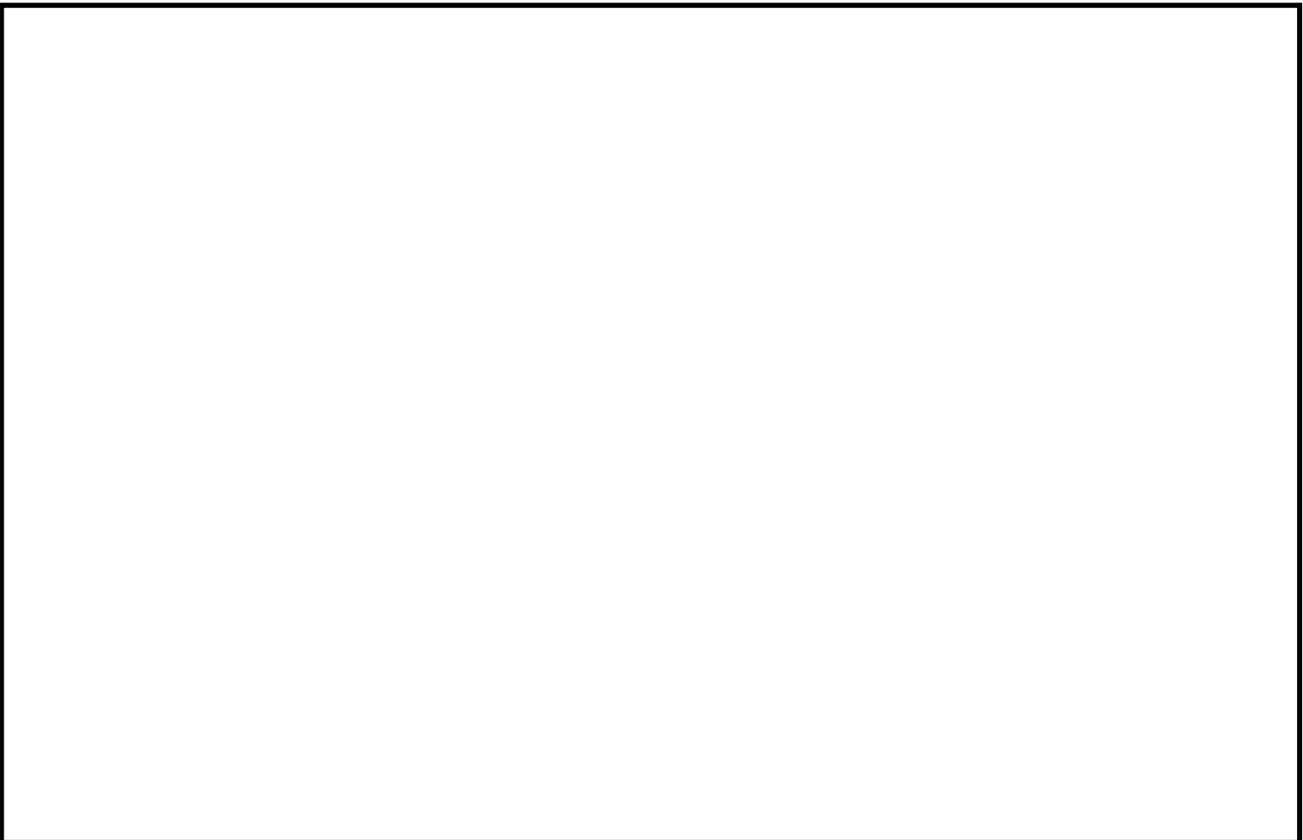


図1-4 残留熱除去系(RHR(A系))の系統構成とISLOCA発生イメージ

## 2. 重大事故

### (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）

#### ① 破断位置

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観点から選定する。許認可解析条件（非常用 D/G 等結果を最も厳しくする単一故障を考慮）での RPV に接続する各種配管破断解析（SAFER による解析）において、給水配管破断（HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 839cm<sup>2</sup>）に比べて RHR 配管破断（RCIC+HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 769cm<sup>2</sup>）は破断面積が小さく、作動する非常用炉心冷却系の系統が多いにも関わらず、原子炉压力容器内の保有水量の低下は早い。（図 2-1 参照）

なお、原子炉压力容器内の保有水量が最も少なくなるのは HPCF 配管破断であるが、単一故障の想定によって健全側の HPCF の機能喪失を仮定していることから高压注水系の作動台数が少なく、また、配管接続位置が最も低いことにより、結果として保有水量は他の事象に比べて最も低下するとの結果を与える。設計基準事故（原子炉冷却材の喪失）では、この HPCF 配管破断を選定している。

本有効性評価では、非常用炉心冷却系の機能喪失を前提としているため、破断箇所の想定は初期の保有水量の低下が早い箇所を選定することが事象の進展の早さという点で最も厳しい条件を与えることとなり、よって、残留熱除去系の吸込配管を破断箇所として選定することとした。

なお、ドレン配管破断については、破断口径が 65A と他に比べて小さいが、有効燃料棒頂部より下部に位置する配管であり、サプレッション・チェンバ・プールを水源とする非常用炉心冷却系のいずれかが使用可能である場合は、厳しい事象にはなり得ないものの、炉心冠水後も継続して原子炉压力容器から原子炉格納容器内への流出が継続することとなる。非常用炉心冷却系の機能喪失を前提に外部水源（復水貯蔵槽）による注水を継続する本有効性評価では、原子炉格納容器内の水位上昇を早めることとなる。本影響については③において述べる。

また、図 2-2 に原子炉压力容器の断面図を示す。

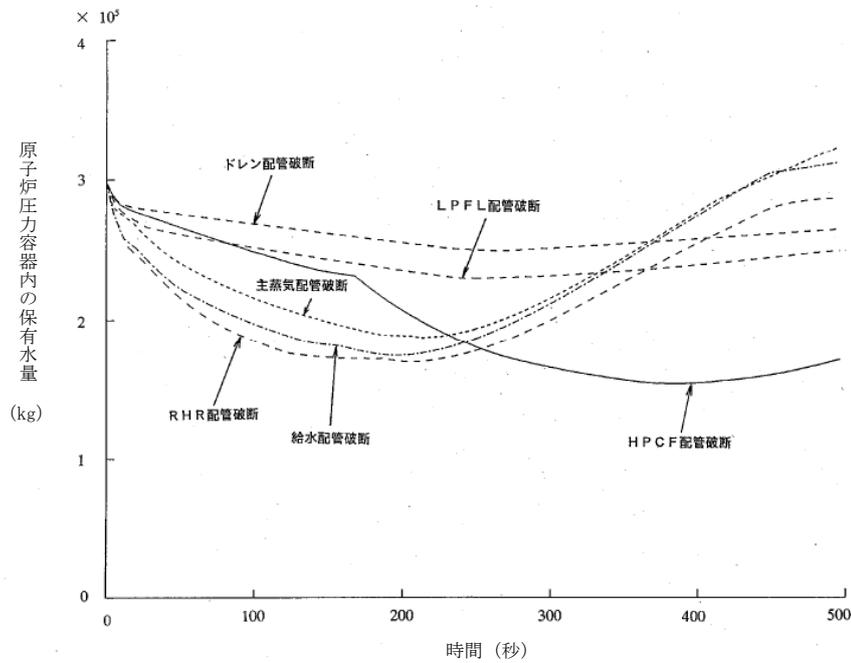


図 2-1 各種配管破断時における原子炉圧力容器の保有水量の変化

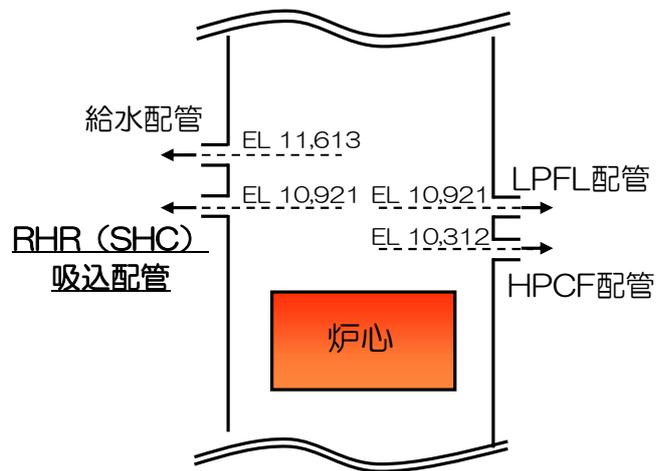


図 2-2 原子炉圧力容器断面図

破断箇所	破断配管位置(mm) ※1	配管口径	破断面積※2
給水配管	EL:11613	300A	839cm <sup>2</sup>
RHR (SHC) 吸込配管	EL:10921	350A	769cm <sup>2</sup>
LPFL 配管	EL:10921	200A	205cm <sup>2</sup>
HPCF 配管	EL:10312	200A	127cm <sup>2</sup>

※1 原子炉圧力容器底部から位置

※2 スパージャ部又はノズル部で臨界流となるため、破断する配管の面積ではなくスパージャ部又はノズル部の面積が破断面積となる

## ② 破断口径

配管の両端破断を想定することで、原子炉格納容器へのエネルギー放出量が大きくなるため、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる。

## ③ 有効燃料棒頂部より下部での LOCA について

大破断 LOCA の配管破断選定にあたっては、配管の両端破断を想定した上で、破断位置及び破断面積を考慮し、原子炉圧力容器内の保有水量の観点から最も厳しい残留熱除去系の吸込配管破断を選定している。

一方、非常用炉心冷却系のような大口径配管は存在しないが、有効燃料棒頂部より下部に位置する配管もある。これらは原子炉圧力容器内の保有水量の観点からは厳しくないが、炉心冠水過程において、破断箇所から漏えいした冷却材は原子炉格納容器下部へ流入し続けるため、当該配管が破断した場合についても考慮する必要がある。しかしながら、全般的に静的な過圧・過温という観点では、今回選定した大破断 LOCA シナリオより格納容器圧力・温度は緩慢に推移するため、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断は、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）として想定した大破断 LOCA シナリオに包絡される事象となる。

## (補足) 低圧注水系の注水ラインにおける ISLOCA の発生について

低圧注水系の注入ラインは、隔離弁として高圧設計の弁 2 弁に加え、中圧設計の弁 1 弁に期待できることから、高圧設計の弁 2 弁の高圧炉心注水系に比較して ISLOCA の発生頻度は十分低いとして除外している。ここでは、低圧注水系の注水ラインの 3 弁目である E11-F002 に対して、弁体の強度評価及び過圧時の漏えいについて検討した結果を示す。

### 1. 評価条件

・圧力：7.5MPa ・温度：288℃

### 2. 弁体の強度評価

JSME クラス 1 の弁体の応力評価式(式 1)<sup>※1</sup>を準用して評価を行った。

$$\begin{aligned}\sigma D &= \frac{3(3+\nu)Pa^2}{8h^2} \quad \dots \text{(式 1)} \\ &= \frac{3 \times (3+0.3) \times 7.5 \times 134^2}{8 \times 27^2} = 228.6 \text{ [N/mm}^2\text{]}\end{aligned}$$

$\sigma D$  : 弁体に発生する一次応力     $\nu$  : ポアソン比=0.3     $P$  : 評価圧力=7.5MPa

$a$  : 弁体シート半径 =134mm     $h$  : 弁体厚さ=27mm

※1 : JSME S NC1-2005 (2007 追補版) VVB-3380 解説 VVB-3380

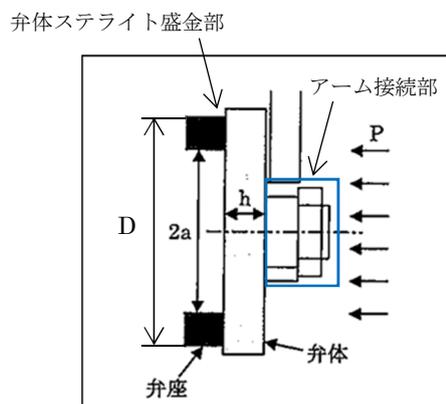


図-補 1: 逆止弁の弁体強度評価図

上記の値は、設計降伏点( $S_y=188\text{MPa}$ )を上回るものの、当該弁体の材質(GLF2 相当)の 288℃における許容引張応力( $S_u$ )は 438MPa であることから、評価条件においては、弁体に発生する応力は許容引張応力を上回らないため、当該弁が過圧された場合にも弁体が破壊されることはないと考えられる。さらに、実機においては図-補 1 に示すとおり、アーム接続部と弁体が一体物と考えられ、最大応力の発生する部位は弁体の中央部であることから、弁体に塑性変形は生じにくいと考えら

れるが、弁体に多少の塑性変形が生じた場合も、そのシート性に影響を与えるものではないと考える。

### 3. 過圧時の弁体のシート部押さえつけ力評価

1. 評価条件において弁体のシート部押さえつけ力を評価した。表-補1に示すとおり、弁体から弁座に負荷される圧力は評価圧力を上回るため、弁体が過圧された場合もシート性が確保されるものと考えられる。

表-補1：弁体のシート部押さえつけ力の評価

項目	IS-LOCA 時	出荷時の弁座 漏えい試験	補足説明
P (MPa)	7.5	5.3	評価圧力
D (mm)	280	280	弁座シート外径
2a (mm)	268	268	弁座シート内径
W (N)	461,814	326,349	弁体から弁座に負荷される荷重 $W = P \times (\pi / 4 \times D^2)$
$\sigma$ (MPa)	89.4	63.2	弁体から弁座に負荷される圧力 $\sigma = W / (\pi / 4 \times (D^2 - (2a)^2))$
判定	○ $89.4 \geq 7.5$	○ $63.2 \geq 5.3$	$\sigma \geq P$ の場合、シート性が確保されている

### 4. 弁体シート面の盛金材(ステライト)について

流体は弁体に盛金されているステライト面が弁座に押し付けられることでシートされる。本ステライト盛金材は0.2%耐力で500MPa以上を有しているため、今回の評価圧力においても塑性変形は発生しないと考える。

### 5. まとめ

以上の評価結果より、E11-F002弁がISLCAにより過圧された場合も当該弁が破壊されることはなく、また、漏えいも発生しないものと考えられる。

以上

## 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）

### 2.7.1 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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認す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，「インターフェイスシステム LOCA」（インターフェイスシステム LOCA の発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，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，インターフェイスシステム LOCA の発生により，最終的に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，インターフェイスシステム LOCA に対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

ここで，インターフェイスシステム LOCA が生じた際の状況を想定すると，原子炉を減圧した後，低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが，本事故シーケンスグループにおいては，低圧の注水機能による原

子炉への注水には期待せず、高圧の注水機能に対する有効性を評価することとする。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系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り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」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高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、**安定状態に向けた対策として、炉心冷却を継続する。**また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.7.1 図から第 2.7.3 図に、手順の概要を第 2.7.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.7.1 表に示す。

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、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 20 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 名である。必要な要員と作業項目について第 2.7.5 図に示す。

a. インターフェイスシステム LOCA 発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し、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。

c. 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、原子炉水位は低下し続け、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、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

d. 中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗する。

高圧炉心注水系の隔離失敗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。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

f. 高圧炉心注水系による原子炉注水

原子炉急速減圧操作により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル 1.5)で健全側の高圧炉心注水系が自動起動する。

高圧炉心注水系の自動起動を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量である。

原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。

原子炉水位の維持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炉心注水系系統流量である。

g. 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

原子炉急速減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が 35℃を超えた時点で、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。

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

h. 現場操作での高圧炉心注水系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。

高圧炉心注水系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位である。

i. 高圧炉心注水系隔離後の水位維持

高圧炉心注水系の隔離が成功した後は、健全な高圧炉心注水系により、

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。

原子炉水位の維持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炉心注水系系統流量である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器冷却は残留熱除去系により継続的に行う。

## 2.7.2 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、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2つの隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が加圧される「インターフェイスシステム LOCA」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、三次元効果並びに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）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 により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管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第 2.7.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が 2 弁であり、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする(原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の注水ラインについては、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が 3 弁であり、高圧炉心注水系の吸込配管に比べてインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は低くなる)。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、 $1\text{cm}^2$  を超えないことを確認しているが、保守的に  $10\text{cm}^2$  とする。

(添付資料 2.7.1)

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低

下が早くなることから、外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、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。

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、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う炉心流量急減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（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(c) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m<sup>3</sup>/h（0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、インターフェイスシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して

事象発生から15分後に開始するものとする。

- (b) 高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、インターフェイスシステム LOCA発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から3時間後に開始するものとし、操作時間は60分間とする。

(添付資料2.7.1)

### (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）<sup>\*</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7.6 図から第 2.7.11 図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移を第 2.7.12 図から第 2.7.15 図に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムし，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する。

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。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより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による原子炉注水を開始する。

事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで，原子炉を減圧し，原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により，原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの，原子炉水位低（レベル 1.5）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位が回復する。また，主蒸気隔離

弁は、原子炉水位低(レベル 1.5)で全閉する。

事象発生 4 時間後、現場操作により高圧炉心注水系の破断箇所を隔離した後は、健全側の高圧炉心注水系により原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。

炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。

その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

※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自動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併せて示した。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、第 2.7.12 図に示すとおり、初期値(約 310°C)を上回ることなく、1,200°C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、第 2.7.6 図に示すとおり、約 7.07MPa[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 7.37MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステム LOCA とは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも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、それぞれ約 0.25MPa[gage]及び約 138℃にとどまる。このため、本事象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、限界圧力及び温度を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心注水系の破断箇所を隔離し、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.7.2)

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。

### 2.7.3 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。

格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し，原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作とする。

#### (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+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により実施され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 2.7.3)

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評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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。

(添付資料 2.7.3)

(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、第2.7.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与え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

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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るが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を解析条件に設定している。なお、外部電源がある場合は、外部電源から電源が供給されることから、原子炉圧力容器への給水機能は維持され、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、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2.7.3)

(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42kW/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、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、原子炉の水位低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を解析条件に設定している。仮に、外部電源がある場合は、外部電源から電源が供給されることから、原子炉圧力容器への給水機能は維持され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、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2.7.3）

#### 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15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、破断箇所の隔離操作の失敗の認知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、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から3時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいため、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2.7.3）

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料2.7.3)

#### (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。

操作条件の逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作については、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されるため、時間余裕がある。

(添付資料2.7.3)

#### (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。

#### 2.7.4 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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」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、「2.7.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり20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。

##### (2) 必要な資源の評価

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

インターフェイスシステム LOCA の発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約 100m<sup>3</sup>となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、流出量は合計約 200m<sup>3</sup>となり、流出量分の注水が必要となる。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。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサブプレッション・チェンバに約 3,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、高圧炉

心注水系による原子炉注水は、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより 6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。

#### 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、事象発生後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。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1,581kL）。

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計 約 2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給及びモニタリング・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 2.7.4)

#### c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、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。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

また、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。

## 2.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」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高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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）」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」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高圧炉心注水系による原子炉注水、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

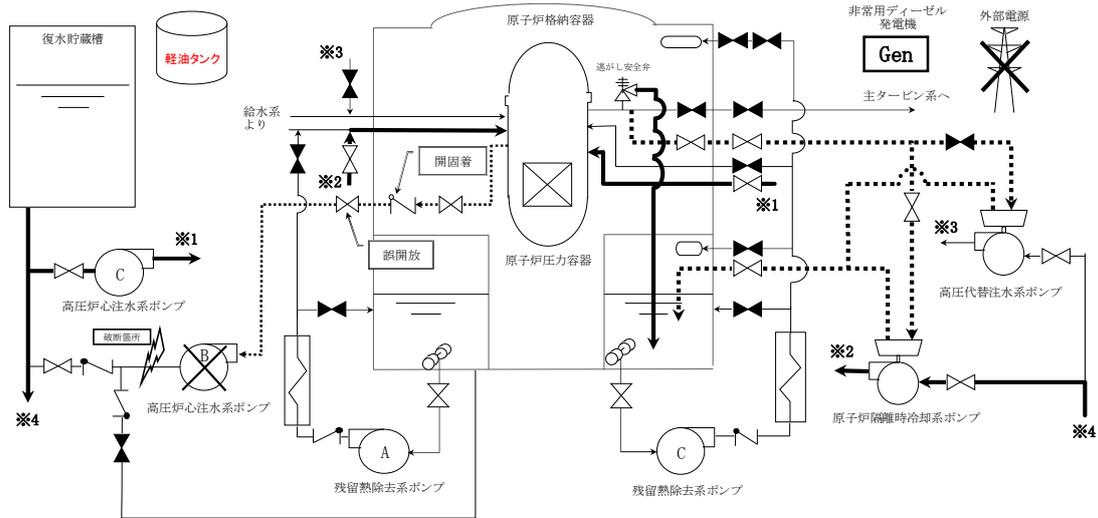
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

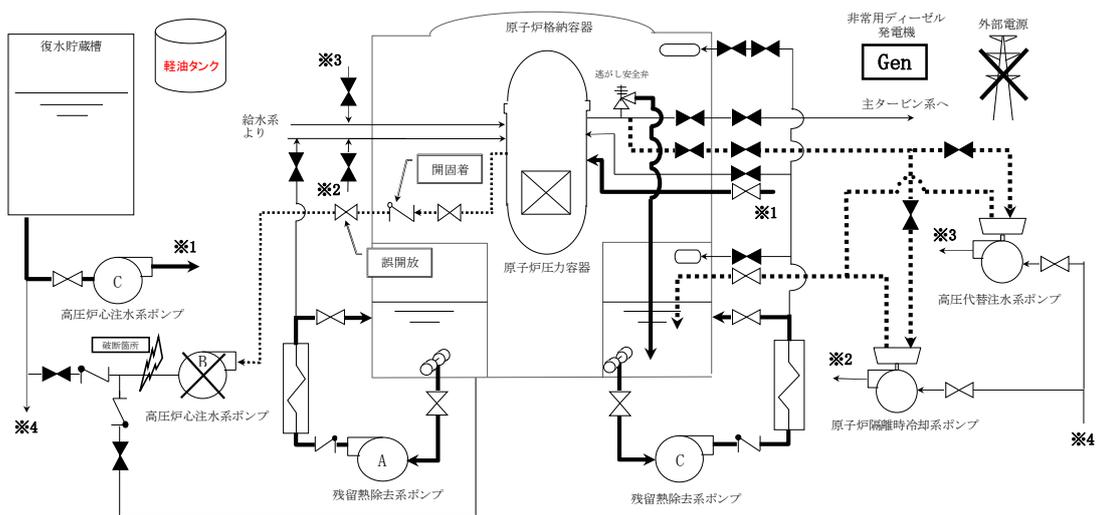
時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

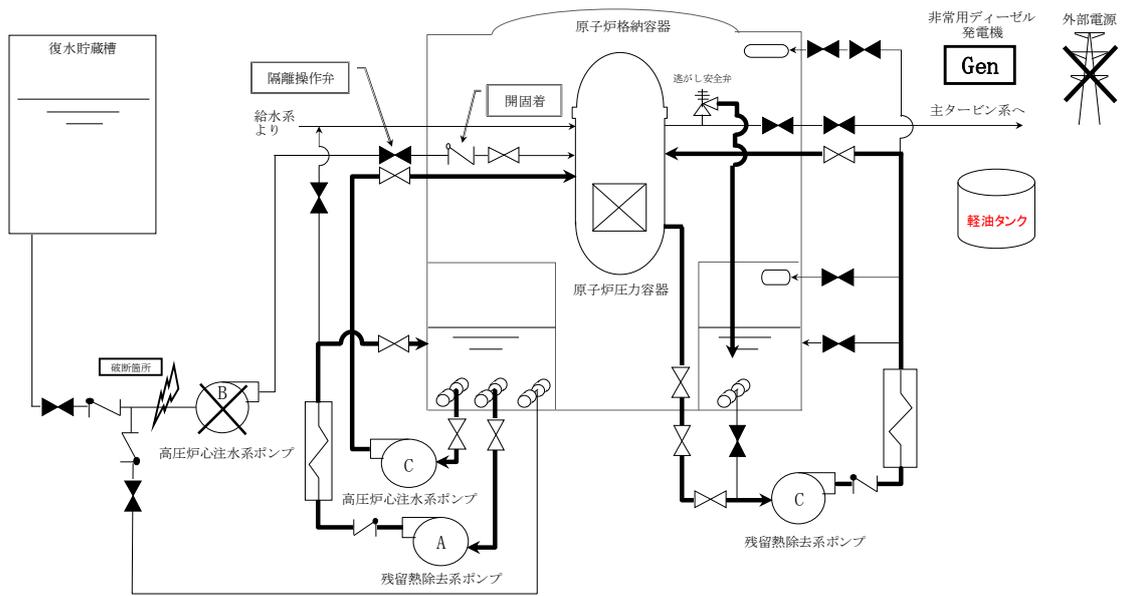
以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。



第 2.7.1 図 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の  
 重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
 （原子炉急速減圧及び原子炉注水）



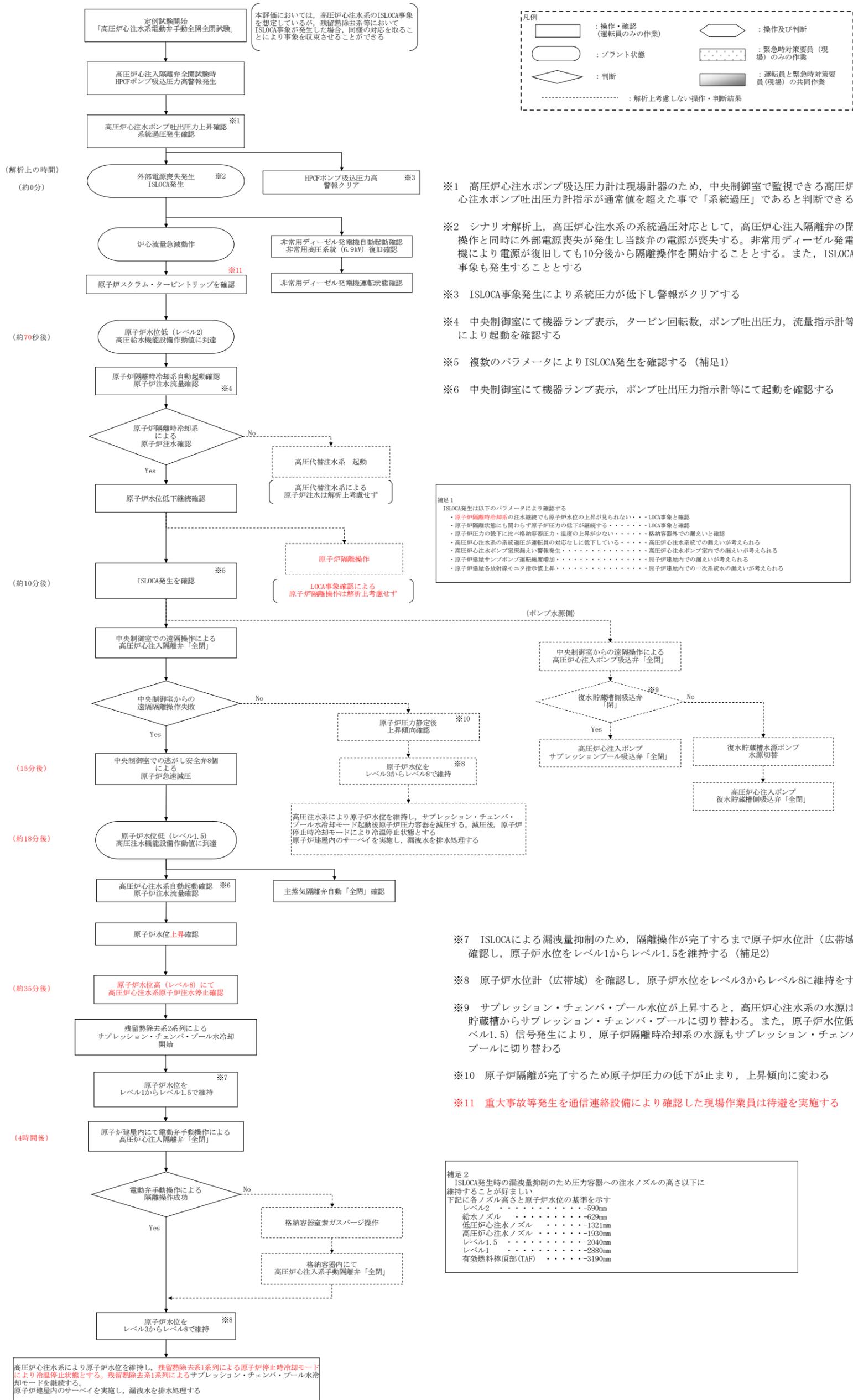
第 2.7.2 図 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の  
 重大事故等対策の概略系統図（2/3）  
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



第 2.7.3 図 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の

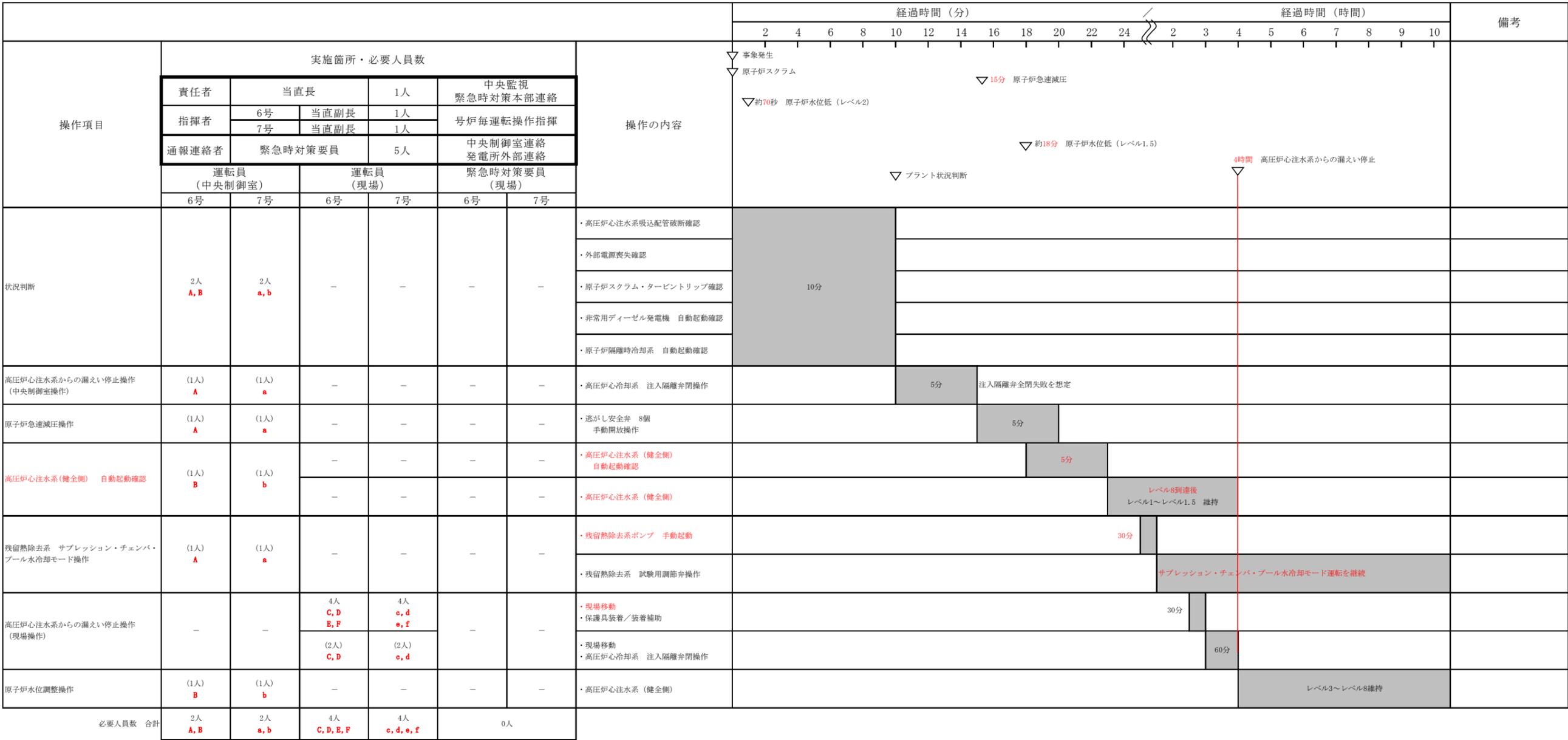
重大事故等対策の概略系統図（3/3）

（原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）



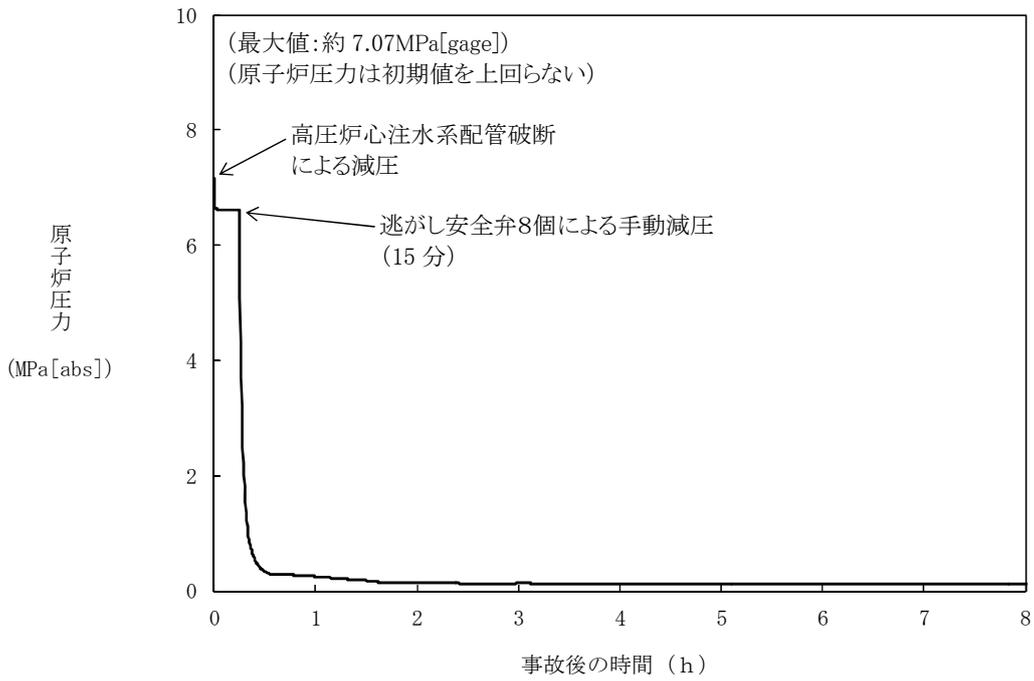
第 2.7.4 図 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の対応手順の概要

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

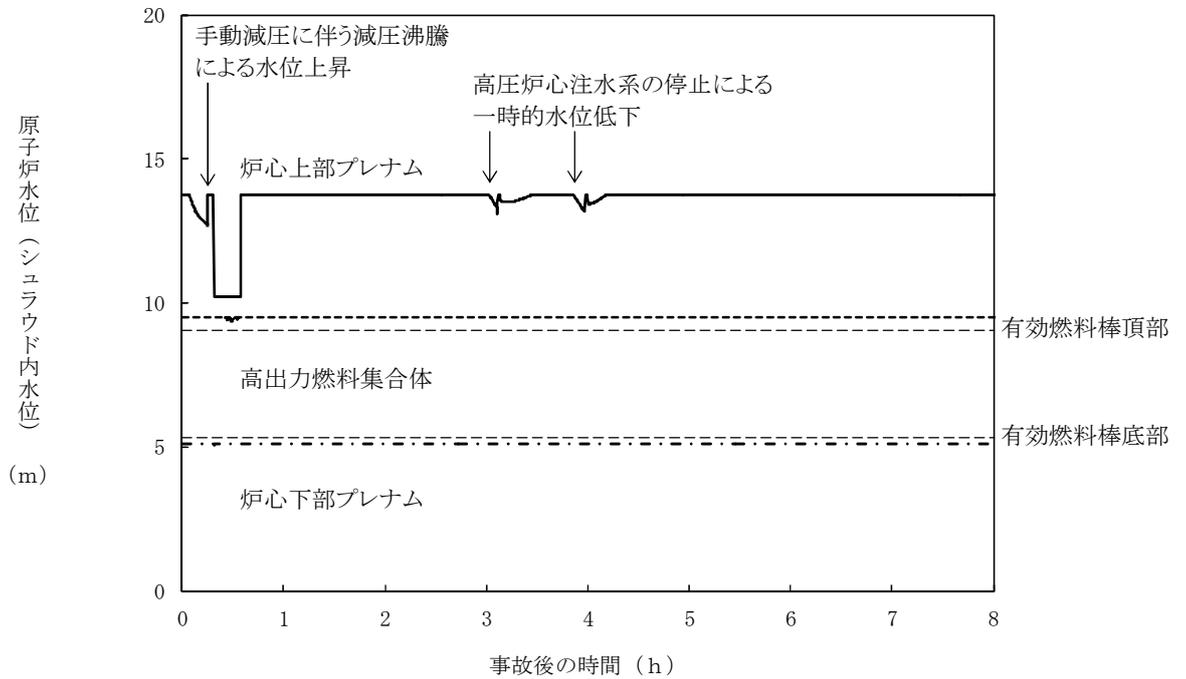


( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

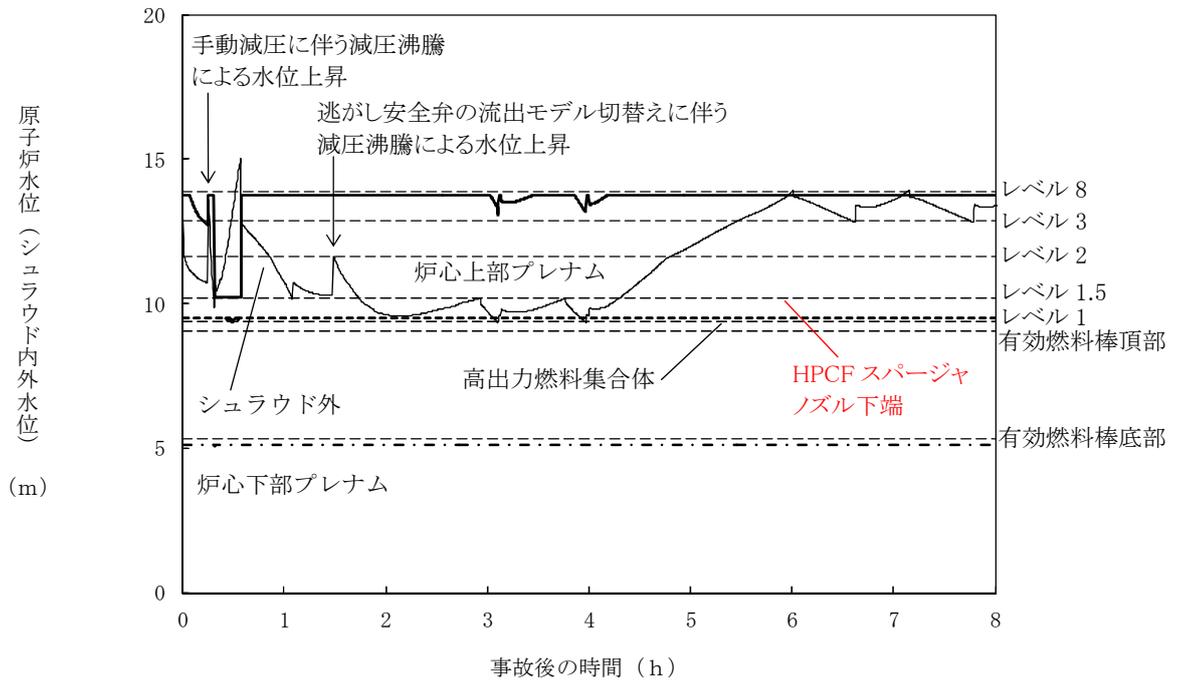
第 2.7.5 図 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の作業と所要時間



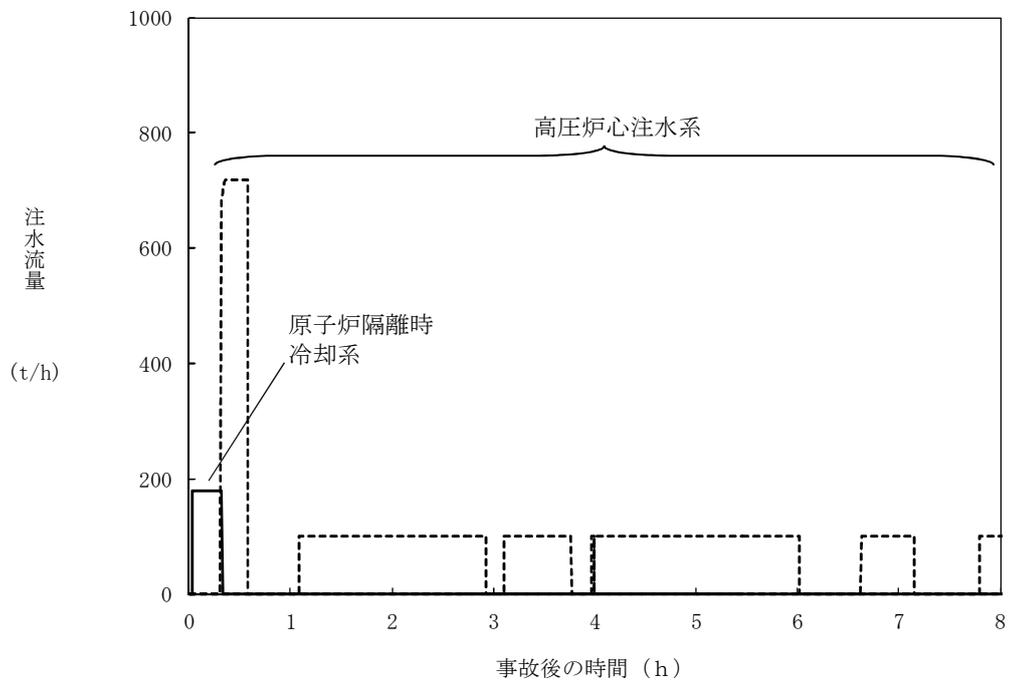
第 2.7.6 図 原子炉圧力の推移



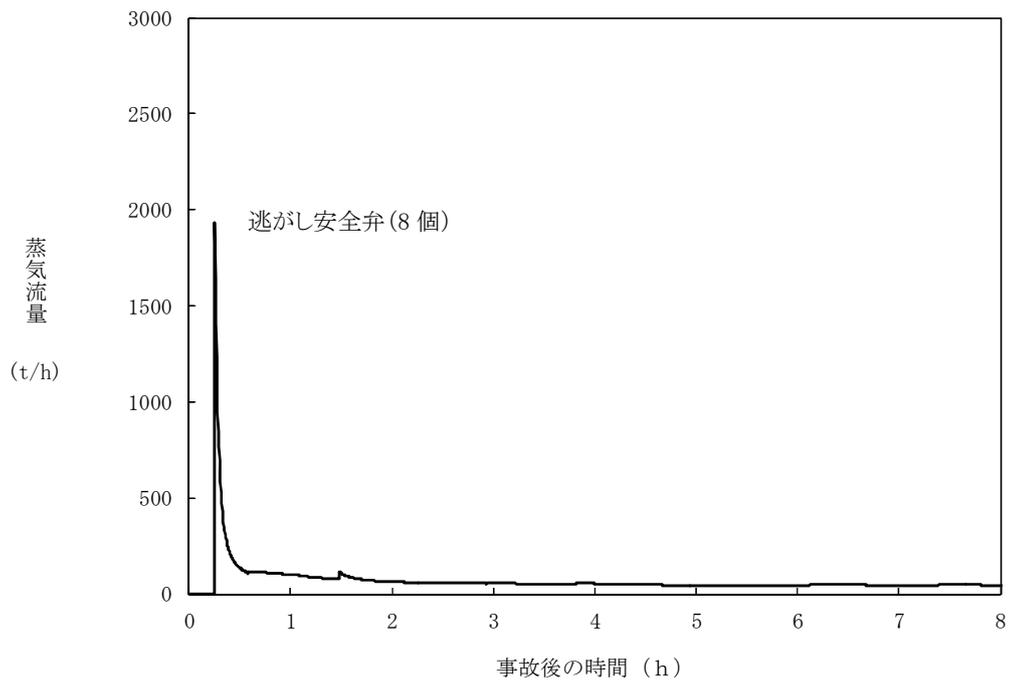
第 2.7.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



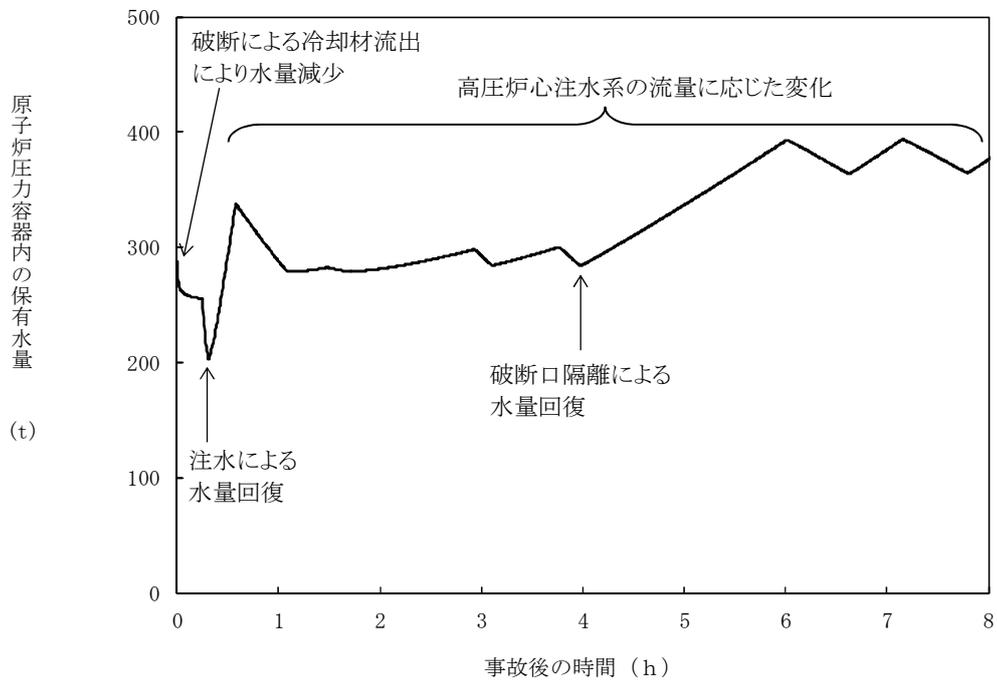
第 2.7.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



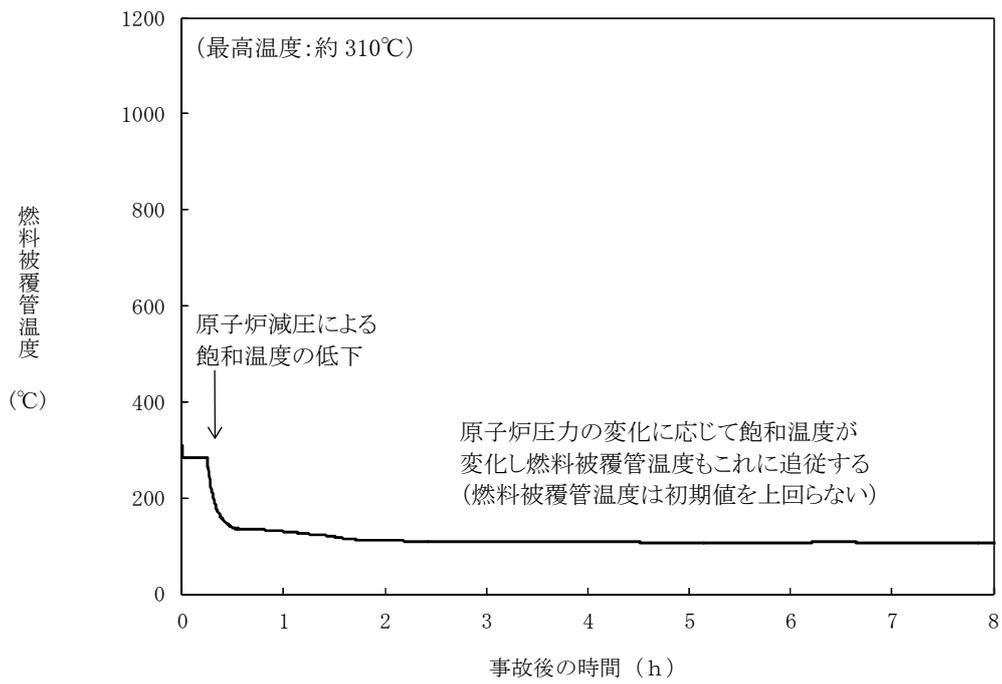
第 2.7.9 図 注水流量の推移



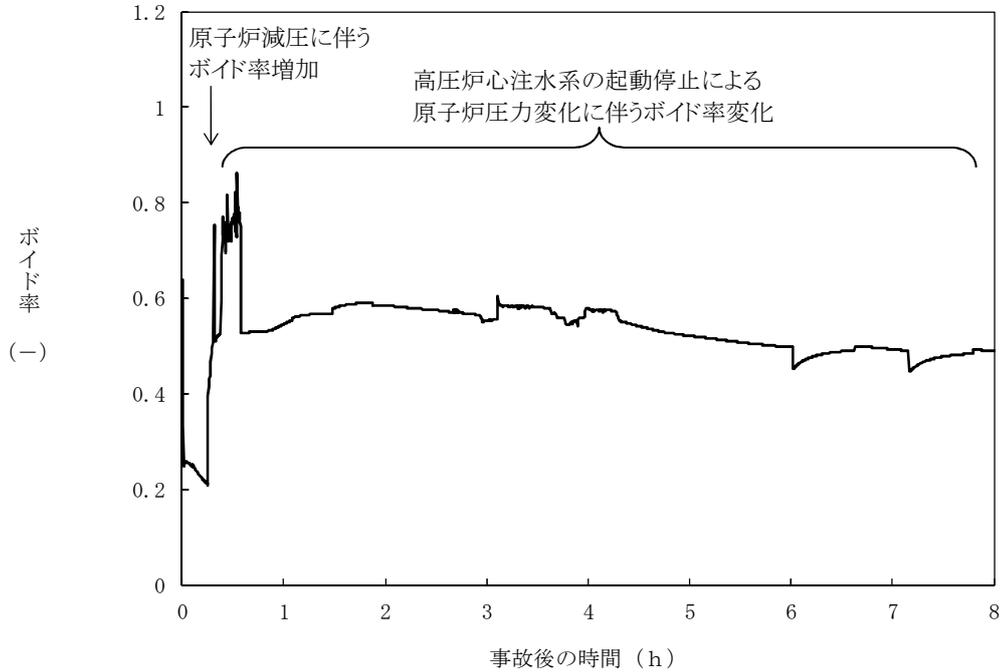
第 2.7.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



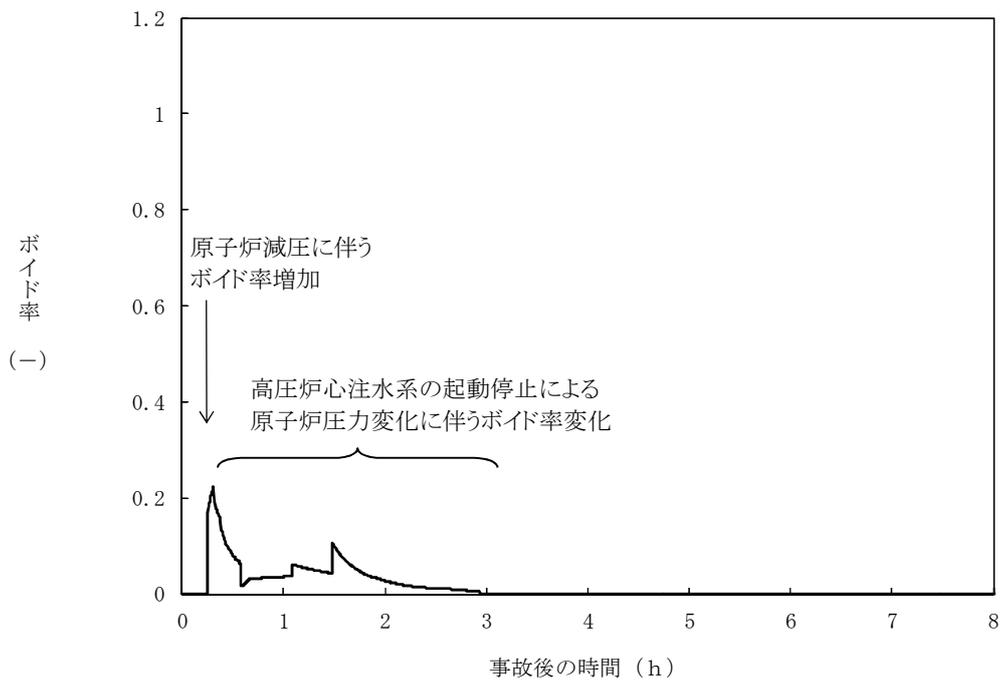
第 2.7.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



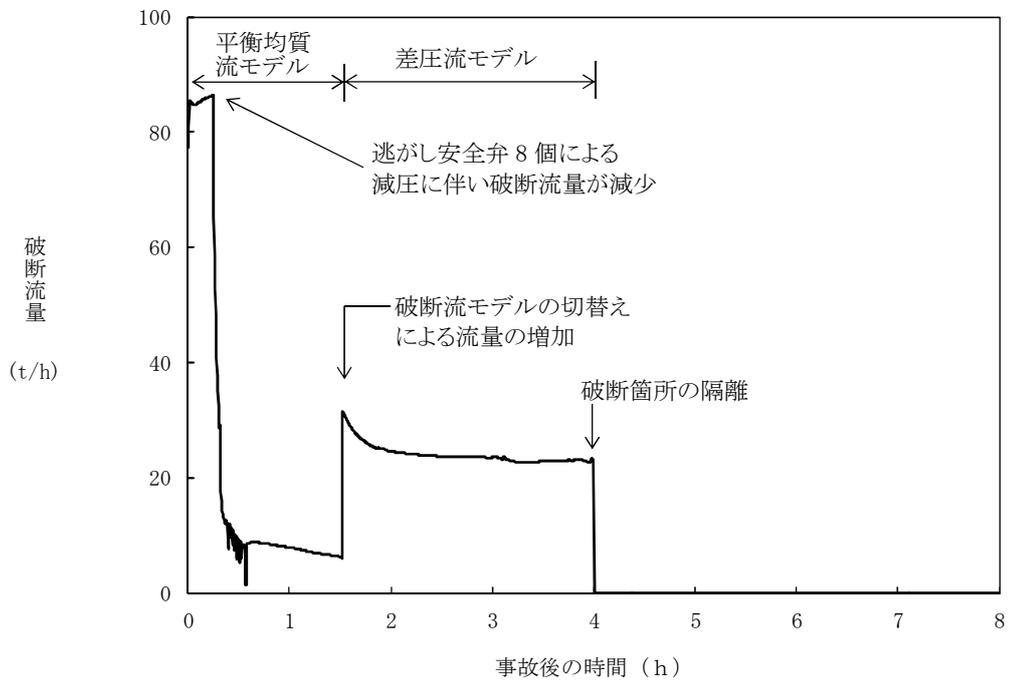
第 2.7.12 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.7.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.15 図 破断流量の推移

第 2.7.1 表 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する	—	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、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
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、原子炉水位は低下し続け、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	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	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水位回復	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の開操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 1.5）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 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）運転による原子炉格納容器除熱	原子炉急速減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が 35℃を超えた時点で、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	【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)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温 【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

第 2.7.1 表 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）における重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する	【高圧炉心注入隔離弁】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全な高圧炉心注水系により、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	【高圧炉心注水系】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水位

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

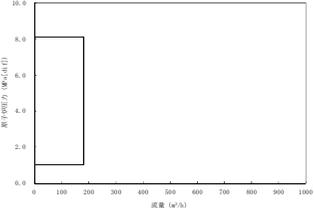
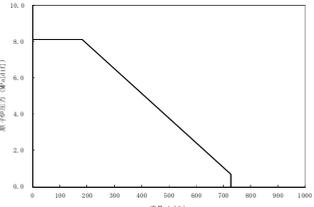
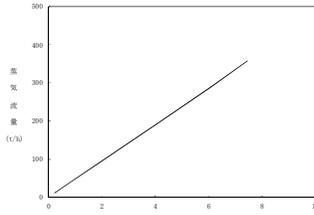
第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SAFER	—	
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
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第 2.7.2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））（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	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は 10cm <sup>2</sup>	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し，外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定

第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) (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	炉心流量急減 (遅れ時間：2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉水位低 (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による注水特性
	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h (0.69MPa[dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開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

第 2.7.2 表 主要解析条件(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA))(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	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 15 分後	インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後	破断面積 10cm <sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

## 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

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管としている。ここでは、**高圧炉心注水系**の低圧設計部となっている配管及び弁、計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行い、破断面積の評価及びインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境への影響について評価する。

また、**低圧注水系**についても、**運転中に弁の開閉試験を実施するものの、原子炉圧力容器から低圧設計部までに3弁が存在するため、インターフェイスシステム LOCA の発生頻度は高圧炉心注水系に比較して低いと考えられる。**しかし、**3弁目は中圧設計の配管上に存在するため、添付資料 1.5.2 において、過圧時その機能が確保されることを確認していることを示した。**本資料においては、**低圧注水系の中圧設計部についても実耐力評価を行った結果も合わせて示す。**

## (1) 想定するインターフェイスシステム LOCA 及び低圧設計部における過圧条件について

申請解析と同様に、高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着しており、原子炉注入電動弁が誤動作した場合、高圧炉心注水系の低圧設計部であるポンプ吸込配管の過圧を想定する。

低圧設計部の配管等に対しては、運転中の原子炉圧力（約 7.2MPa）及び水頭による圧力を考慮し、7.5MPa の圧力が伝搬するものとして低圧設計部の構造健全性について評価を行うこととする。

隔離弁によって高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から、隔離弁が開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的にはほぼ等しい圧力で落ち着く。高圧設計部分が原子炉圧力容器に連通している場合、最終的な配管内の圧力は原子炉圧力とほぼ等しくなる。

隔離弁の急激な開動作（以下「急開」という。）を想定した場合、高圧設計部分及び原子炉圧力容器内から配管の低圧設計部分に流れ込む水の慣性力により、配管内の圧力が一時的に原子炉圧力よりも大きくなることが知られている。この現象は水撃作用と呼ばれる<sup>※1</sup>。しかし、隔離弁が緩やかな開動作をする場合、水撃作用による圧力変化は小さく、配管内の圧力が原子炉圧力を大きく上回ることはない。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は、約 6 秒となっており、電気的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

文献<sup>※1</sup>によると、配管端に設置された弁の急開、急閉により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間もしくは閉止時間 (T) において、圧力波が長さ (L) の管路内を往復するのに要する時間 ( $\mu$ ) より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$
$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

$\theta$ : 弁の時間定数

T: 弁の開放時間もしくは閉止時間(s)

$\mu$ : 管路内を圧力が往復する時間(s)

L: 配管長(m)

$\alpha$ : 圧力波の伝播速度 (m/s)

ここで ( $\alpha$ ) は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長 (L) を実機の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水配管の配管長<sup>※2</sup>を元に保守的に 100m<sup>※3</sup>とし、水の音速 ( $\alpha$ ) を 1,500m/s<sup>※4</sup>とすると、管路内を圧力波が往復する時間 ( $\mu$ ) は約 0.14 秒となる。即ち、弁開放時間 (T) を残留熱除去系 (低圧注水モード) の電動仕切弁の約 6 秒とすると水撃作用による大きな圧力変化は生じることはなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、仮に高圧炉心注水系の電動弁開閉に伴う水撃作用が生じた場合であっても、極めて短時間 (数秒間) に起きる現象であり、かつ、大幅な圧力上昇を引き起こすことは考えにくい。さらにこの時の配管内の流体は、一次冷却材 (288℃) の水が低圧部まで到達せず低温の状態であると推測され、温度による影響 (熱伸び等) を受けることはない。

また、次項にて示す強度評価において、例えば配管について最も厳しい No. ①の管の最小厚さ (ts) 8.31mm での許容圧力は約 10MPa (1 次一般膜応力 0.6Su 適用値) であり十分な余裕がある。さらに、設計引張強さ (Su) までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることとなる。

よって、この影響は無視し得る程小さいものと考え、構造健全性評価としては考慮しないこととする。

※1: 水撃作用と圧力脈動 [改訂版] 第2編「水撃作用」((財) 電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三)

※2: 高圧注水系の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約 70m

※3: 配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。

※4: 圧力 7.2MPa[abs], 水温 38℃の場合、水の音速は約 1,540m/s となる。

(2) 構造健全性評価の対象とした機器等について

高圧炉心注水系の低圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し、具体的には下記対象範囲について評価を行った。

- a) 配管（ドレン／ベント，計装配管等の小口径配管も対象に含む）
- b) 計装設備（ポンプ吸込側に設置されている圧力計）
- c) 弁（圧力バウンダリとなる弁）
- d) フランジ部（ボルトの伸びによる漏えい量評価を実施）
- e) ポンプ（ポンプ吸込側の低圧設計部）

具体的な対象箇所については図 1 から図 5 に示す。

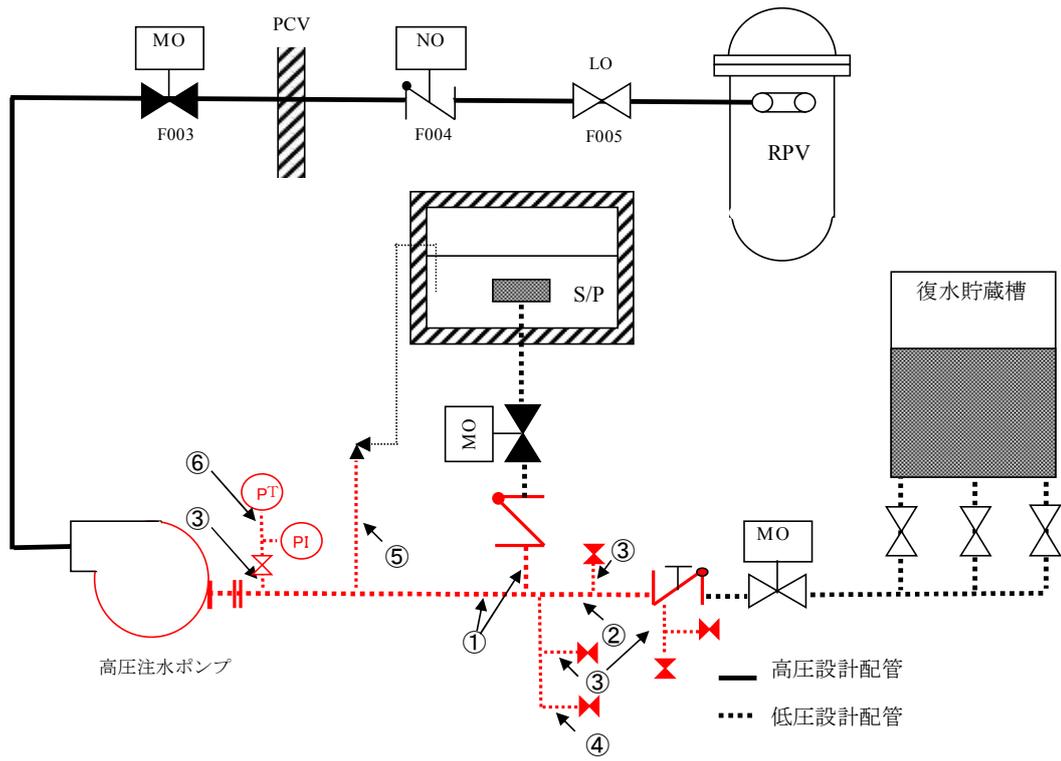


図1 評価対象配管範囲

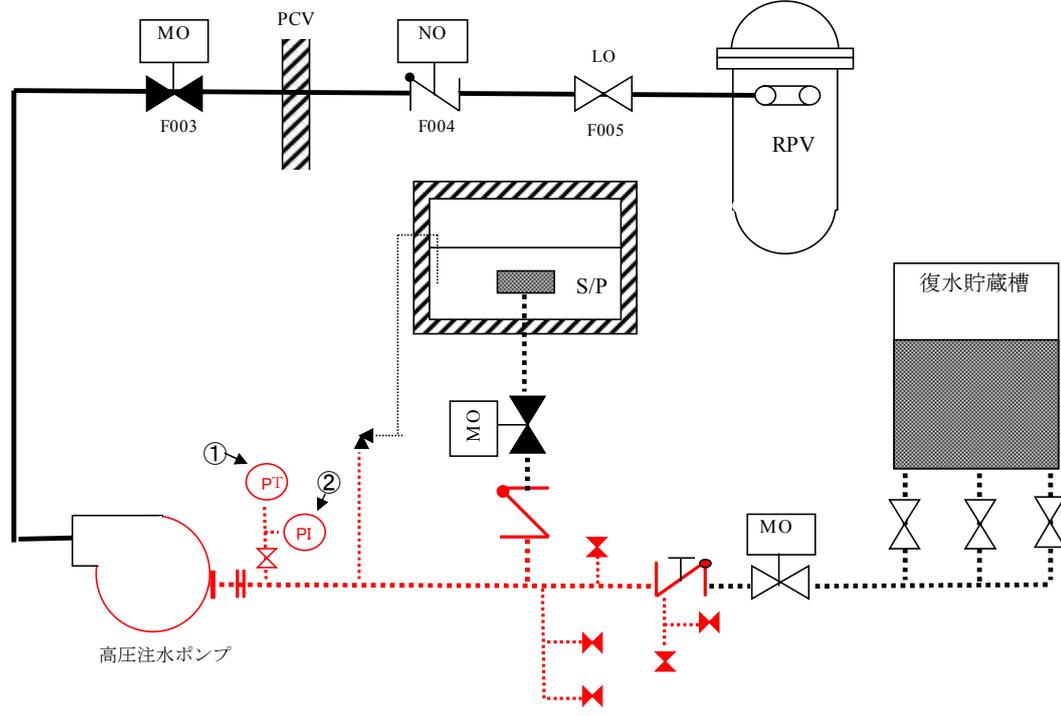


図2 評価対象の計装設備

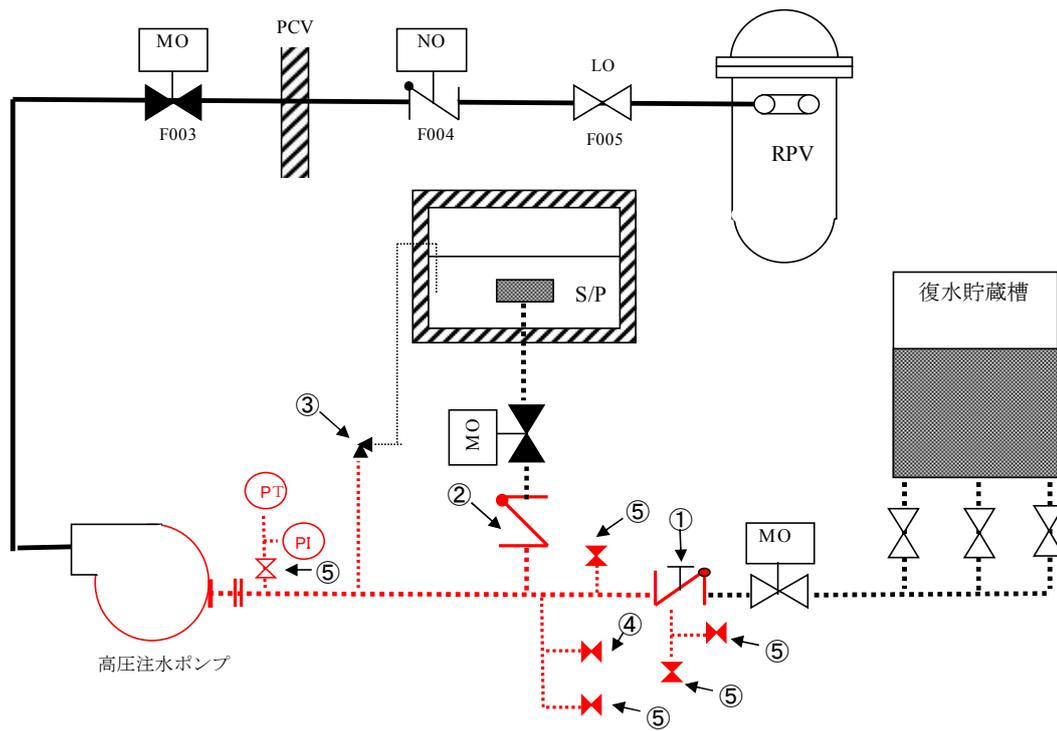


図3 評価対象弁

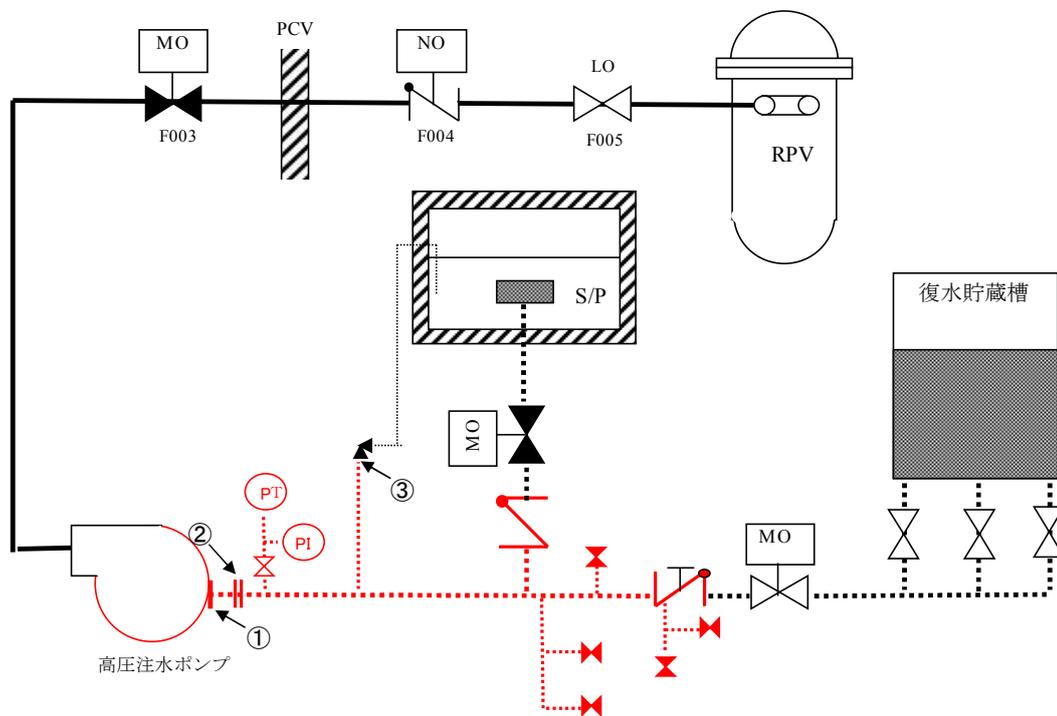


図4 評価対象フランジ

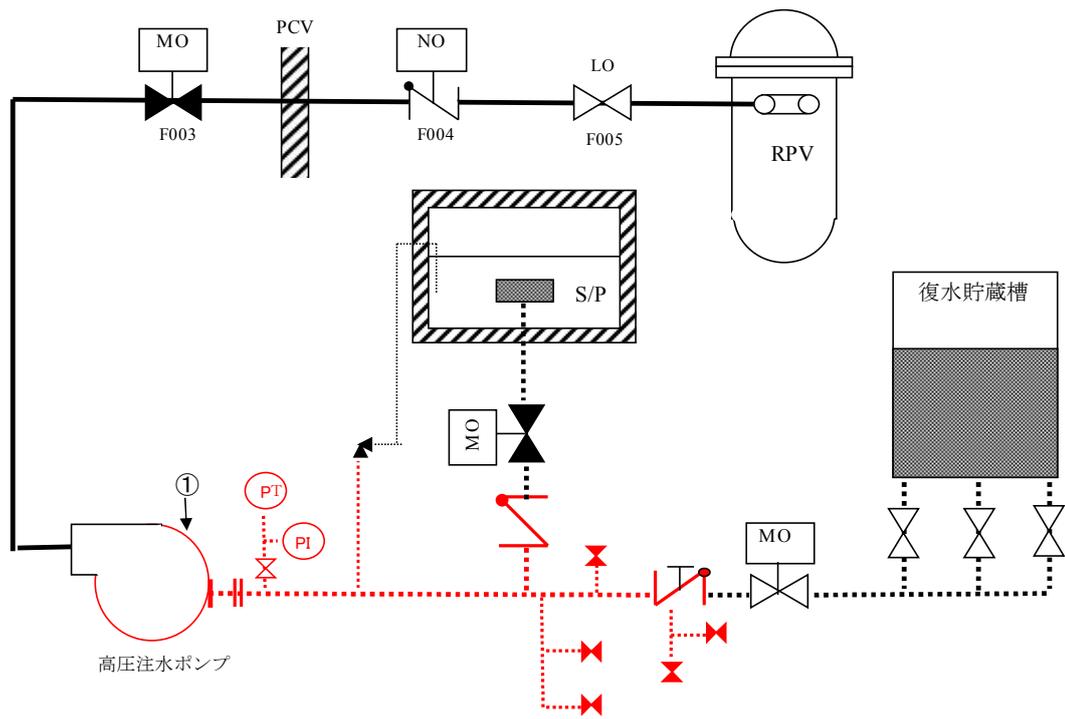


図5 評価対象ポンプ

(3) 構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について以下に示す。

破断が想定される箇所としては計装設備であり、また、フランジ部についてもボルトの伸びによる漏えいが想定されるものの、合計でも漏えい面積は 1cm<sup>2</sup> を超えることはないとの結果となった。

a) 配管

No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t (mm)	判定 <sup>※1</sup> (ts ≥ t)
①	7.5	288	406.4	9.5	STPT42 (STPT410)	8.31	6.22 <sup>※2</sup>	○
②			406.4	12.7	STPT42 (STPT410)	11.11	6.22 <sup>※2</sup>	○
③			27.2	3.9	STPT42 (STPT410)	3.40	0.97	○
④			60.5	5.5	STPT42 (STPT410)	4.81	2.14	○
⑤			34.0	4.5	STPT42 (STPT410)	3.93	1.21	○
⑥			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
	9.52	2.0	2.0	0.4				
	9.52	1.3	1.3	0.4				

※1：管の最小厚さ (ts) が管の計算上必要な厚さ (t) 以上であること

※2：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

b) 計装設備

No.	圧力 (MPa)	計装設備耐圧 (MPa)	判定	破断想定箇所	開口面積 (cm <sup>2</sup> )
① (E22-PT-001)	7.5	3.67	×	漏えい なし <sup>※1</sup>	—
② (E22-PI-002)		1.65	×	破断 (Φ5 導圧)	約 0.2

※1：計装設備内部のダイヤフラムは破損する可能性はあるものの、その外側の高圧フランジ面は約 15MPa までの耐圧構造であるため、外部への漏えいはないと判断した

c) 弁

No.	弁 No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	口径 (A)	型式	材料	ts (mm)	t (mm)	判定※ <sub>1</sub> (ts ≥ t)
①	E22-F002	7.5	288	400	TCH	SCPL1	22.0	7.8* <sup>2</sup>	○
②	E22-F007			400	CH	SCPL1	20.0	7.8* <sup>2</sup>	○
③	E22-F020			20/50	RV. VS	SCPH2	9.0	4.8	○
④	E22-F012			50	GL	S28C	8.5	5.4	○
⑤	E22-F027			20	GL	S28C	6.7	4.5	○
	E22-F500								
	E22-F515								
	E22-F516								
	E22-F700								

※1：必要最小厚さ（ts）が最小厚さ（t）以上であること

※2： $t = Pd / (2S - 1.2P)$  を適用

d) フランジ部

No.	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
①	7.5	∠L1	∠L0	∠L2	∠L3	∠L4	∠L5	432	0.03	約 0.7
②		0.10	0.07	0.31	0.30	-	0.01	432	0.02	
③		0.11	0.08	0.36	0.30	0.04	0.03	49	-0.01	

∠L1：荷重によるボルト伸び量

∠L0：初期締付によるボルト伸び量

∠L2：ボルト熱伸び量

∠L3：フランジ熱伸び量

∠L4：オリフィス熱伸び量

∠L5：ガスケット内外輪熱伸び量

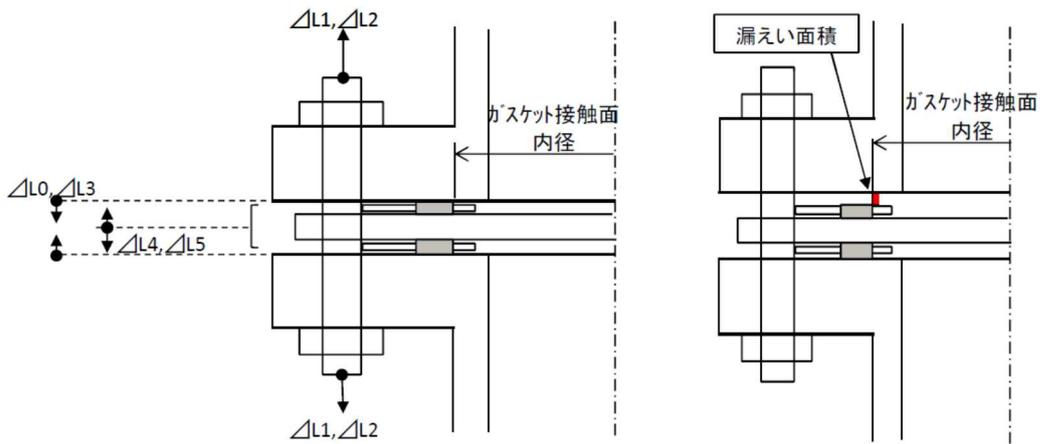


図6 各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置

e) ポンプ

No.	計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t (mm)	判定 <sup>※1</sup> (ts ≥ t)
①	ディスク チャージ ケーシング	7.5	288	38.0	SFVC2B/ SGV410	34.5	15.7 <sup>※2</sup>	○
	アウター ケーシング			19.0	SGV410	14.0	13.2 <sup>※2</sup>	○
	吸込み口 ケーシング カバー			38.0	SFVC2B	36.9	15.7 <sup>※2</sup>	○
	管台			165.0	SFVC2B	158.7	138.8 <sup>※2</sup>	○
				3.9	STPT410	3.4	1.0	○

※1: 最小厚さ (ts) が管の計算上必要な厚さ (t) 以上であること

※2: 1次一般膜応力 Su 適用値

計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	引張応力 (MPa)	材料	許容引張応力 (MPa)	判定
耐圧ボルト	7.5	288	277	SCM435	508 <sup>※1</sup>	○

※1: 1次一般膜応力 0.6Su 適用値

計算 部位	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
		△L1	△L0	△L2	△L3	△L4	△L5			
フラン ジ部	7.5	0.20	0.12	0.28	0.28	0.00	0.00	1636	0.08	約 0.00 <sup>※1</sup>

△L1：荷重によるボルト伸び量

△L0：初期締付によるボルト伸び量

△L2：ボルト熱伸び量

△L3：フランジ熱伸び量

△L4：オリフィス熱伸び量

△L5：ガスケット内外輪熱伸び量

※1：Oリングのつぶししろを確保しているため漏えいには至らない

#### (4) インターフェイスシステム LOCA における破断面積の設定

(3)で述べたとおり、高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着し、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心注水系の低压設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は1cm<sup>2</sup>を超えることはない。

そこで、インターフェイスシステム LOCA における破断面積は、保守的な想定とはなるがフランジ部の漏えい面積として保守的に10cm<sup>2</sup>を想定することとする。

#### (5) 現場の想定

##### ・評価の想定と事故進展解析

破断面積10cm<sup>2</sup>のインターフェイスシステム LOCA による炉心内の挙動は、2.7.2(3)に示したとおりである。

ここでは、破断面積10cm<sup>2</sup>のインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境（原子炉建屋内）に着眼し評価を行った。評価条件を表1に示す。また、評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルを図1に示す。

事象進展解析（MAAP）の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件：事象発生と同時に外部電源喪失し原子炉スクラム、  
インターフェイスシステム LOCA 時破断面積10cm<sup>2</sup>、  
健全側高圧炉心注水系による注入

事象進展：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）

（この時内側テストブルチェックも同時に機能喪失（全開））

・状況判断の開始（弁の開閉状態確認、HPCF 室漏えい検出、ポンプ吐出圧

力, エリアモニタ指示値上昇)  
原子炉水位 L2 到達：原子炉隔離時冷却系の自動起動  
事象発生約 15 分後：急速減圧  
原子炉水位 L1.5 到達：高圧炉心注水系の自動起動  
事象発生約 4 時間後：インターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離

#### ・評価の結果

##### ○温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を図 2 から図 4 に示す。

原子炉建物内の温度は、事象発生直後は上昇するものの 15 分後に原子炉減圧した後は低下する。また、弁隔離操作のためにアクセスする弁室の温度も同様に、原子炉減圧操作後に低下した後、約 38℃程度で推移する。湿度については破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで、事象発生約 4 時間以降低下する傾向にある。圧力については破断直後に上昇するもののブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。

##### ○冷却材漏えいによる影響

破断面積 10cm<sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA に伴う原子炉建屋内への原子炉内及び復水貯蔵槽からの漏えい量は、原子炉圧力容器及び復水貯蔵槽からの流出量を考慮しても最大で約 200m<sup>3</sup>/h であり、高圧炉心注入ポンプ吸込弁または復水貯蔵槽側吸込弁の閉止や原子炉水位を漏えい配管の高さ付近で維持することでさらに漏えい量を少なくすることができる。

破断した系統の区分と他区分の非常用炉心冷却系が機能喪失に至る約 2,000m<sup>3</sup> (浸水高さ約 3m) に到達するには 10 時間以上の十分な時間余裕がある。

##### ○現場の線量率の想定について

#### ・評価の想定

原子炉格納容器バウンダリが喪失することで、原子炉圧力容器から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉区域内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行許認可と同じものを想定し (詳細は表 2, 3 参照), 全希ガス漏えい率 (f 値) については、近年の運転実績データの最大値である  $3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}$  を採用して評価する。なお、現行許認可ベースの f 値はこの値にさらに一桁余裕を見た 10 倍の値である。これに伴い、原子炉建屋内へ放出される放射性物質量は、許認可評価の MSLBA (主蒸気管破断事故) 時に追加放出される放射性物質量の 1/10 となる。なお、冷却材中に存在する放射性物質量は、追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。また、現場

作業の被ばくにおいては、放射線防護具（酸素呼吸器等）を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とした。

## ・評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot \{1 - e^{-\mu R}\} \cdot 3600$$

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

$6.2 \times 10^{-14}$  : サブマージョンモデルによる換算係数  $\left(\frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}}\right)$

$Q_{\gamma}$  : 原子炉区域内放射エネルギー (Bq) :  $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$  : 原子炉区域内気相部容積 (86,000m<sup>3</sup>)

$E_{\gamma}$  :  $\gamma$  線エネルギー (0.5MeV/dis)

$\mu$  : 空気に対する  $\gamma$  線のエネルギー吸収係数 ( $3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$ )

R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

$V_{OF}$  : 評価対象エリア (原子炉建屋地上1階) の容積 (2,500m<sup>3</sup>)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$$

## ・評価の結果

評価結果を図5に示す。外部被ばくは最大でも約15mSv/h程度であり、時間減衰によってその線量率も低下するため、線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお、事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部がブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるが、中央制御室換気空調系の換気口の位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる(図6)。さらに、これらの事故時には原子炉区域排気放射能高の信号により中央制御室換気空調系が非常時運転モード(循環運転)となるため、中操にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

### (6) 現場の隔離操作

現場での高圧炉心注水隔離弁の隔離操作が必要となった場合、運転員は床漏えい検知器やサンプポンプの起動頻度増加などにより現場状態を把握するとともに、換気空調系による換気や破断からの蒸気の漏えいの低減(原子炉減圧や原子炉停止時冷却(実施可能な際において))等を行うことで現場環境の改善を行う。

現場の温度は3時間程度で約38°C程度まで低下することから、酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離操作は実施可能である。

### (7) 公衆被ばくについて

インターフェイスシステムLOCAが発生した場合、原子炉建屋内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルの解放により大気中に放出される。この場合における敷地境界で

の実効線量を評価した。評価条件は表 1～3（但し、表 1 の「原子炉建屋への流出経路条件」は除く）に従うものとし、その他の条件として、破断口から漏えいする冷却材が減圧沸騰によって気体となる分が建屋内気相部へ移行されるものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行される割合は、運転時冷却材量と減圧沸騰による蒸発分の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行される割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時冷却材量と減圧沸騰による蒸発分の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から流出する蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした（詳細は図 7 参照）。

評価の結果、敷地境界における実効線量は約  $4.7 \times 10^{-2} \text{mSv}$  となり、「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」における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（約  $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ ）及び  $5 \text{mSv}$  を下回った。

なお、評価上は考慮していないものの、原子炉建屋内に放出された放射性物質はブローアウトパネルから外部に放出されるまでの建屋内壁への沈着による放出量の低減に期待できること、及び冷却材中の放射性物質の濃度は運転時冷却材量に応じた濃度を用いているが実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できることにより、更に実効線量が低くなると考えられる。

#### (8) まとめ

(5)、(6)で示した評価結果より、破断面積  $10 \text{cm}^2$  のインターフェイスシステム LOCA 発生による現場の温度上昇は小さく（3 時間程度で約  $38^\circ\text{C}$  程度）、また、現場線量率についても  $15 \text{mSv/h}$  以下であることから現場操作の妨げとならず、また設備の機能も維持される。したがって、炉心損傷防止対策として期待している原子炉隔離時冷却系による炉心冷却、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の機能も維持可能である。

表 1 破断面積 10cm<sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 時における温度・湿度・圧力の評価条件

項目	内容	根拠
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所	高圧炉心注水 (B) ポンプ室	漏えいを想定した高圧炉心注水系の低圧設計部 (計装設備やフランジ部等) の設置場所
漏えい面積	高圧炉心冷却系配管 : 10cm <sup>2</sup> (1.0×10 <sup>-3</sup> m <sup>2</sup> )	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位 L2 到達時点で、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始	インターロック設定値
	事象発生 15 分後に手動減圧 (逃がし安全弁 8 個)	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
	水位回復後は崩壊熱除去相当の注水を実施し破断配管の高さにて水位制御	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は急速減圧後に実施 (事象発生 20 分後)	減圧実施によるサプレッション・チェンバのプール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	事象発生約 4 時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建屋への流出経路条件	原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし	保守的に考慮しない
評価コード	MAAP 4	—
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝搬経路を想定
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない	保守的に考慮しない
原子炉スクラム	事象発生とともにスクラム	事象発生とともに外部電源喪失し、原子炉スクラムすることを想定
主蒸気隔離弁	原子炉水位 L1.5 にて自動閉	インターロック設定値
高圧炉心注水系の水源	復水貯蔵槽	高圧炉心注水系設計条件
復水貯蔵槽の水温	0～12 時間 : 50℃ 12～24 時間 : 45℃ 24 時間以降 : 40℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
ブローアウトパネル開放圧力	3.4kPa [gage]	ブローアウトパネル設定値

表 2 評価条件 (f 値, 追加放出量)

項目	評価ケース	現行許認可ベース (参考)
f 値	$3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}$ (現行許認可の 1/10)	$3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$
追加放出量 (Bq) ( $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値)	$2.28 \times 10^{14}$	$2.28 \times 10^{15}$

表3 インターフェイスシステム LOCA 時の追加放出量

核種	収率 (%)	崩壊定数 (d <sup>-1</sup> )	γ 線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.75	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—		—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.95	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.04	5.82E-02	0.02	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.25	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14

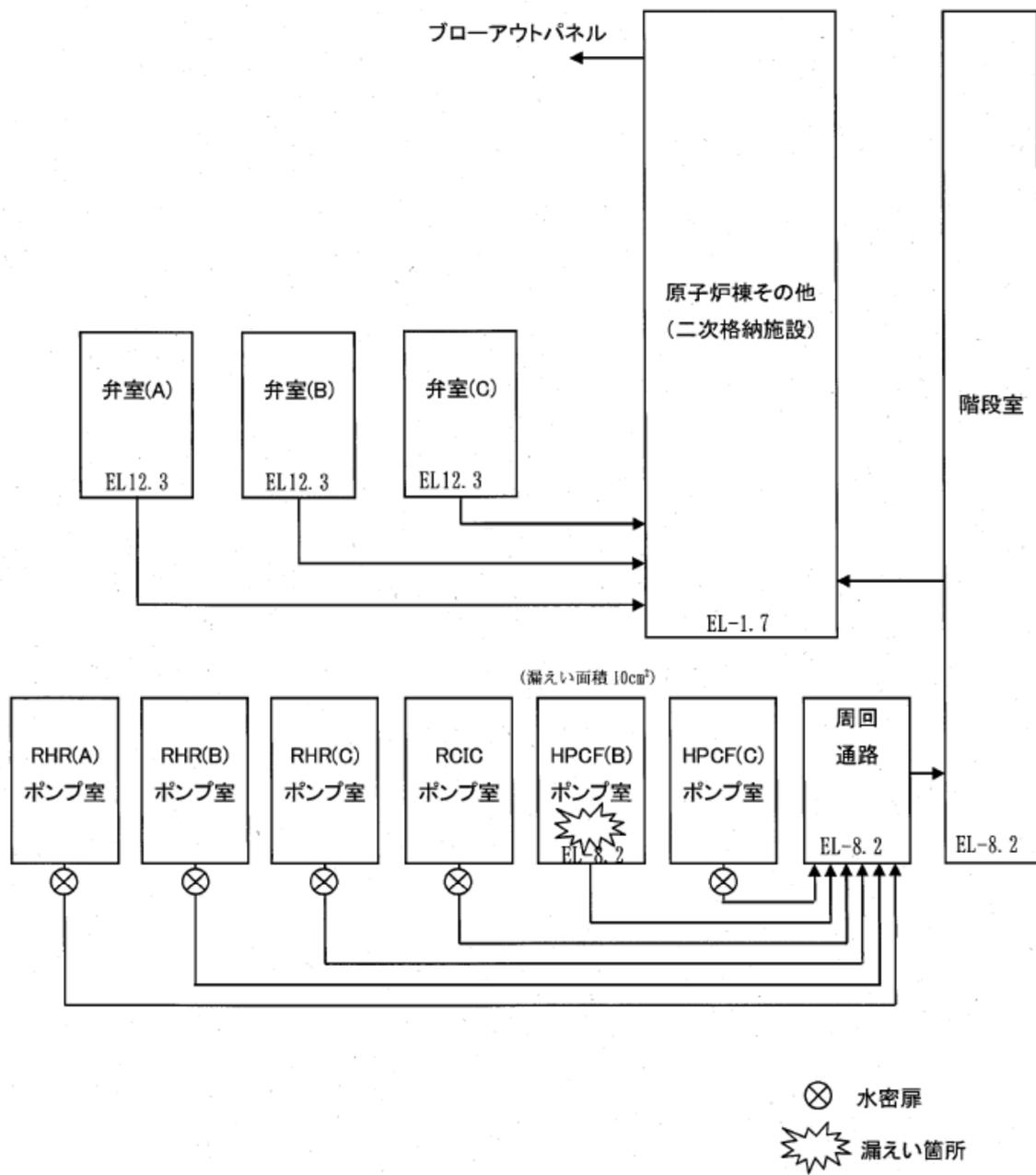


図1 インターフェイスシステム LOCA における原子炉建屋ノード分割モデル

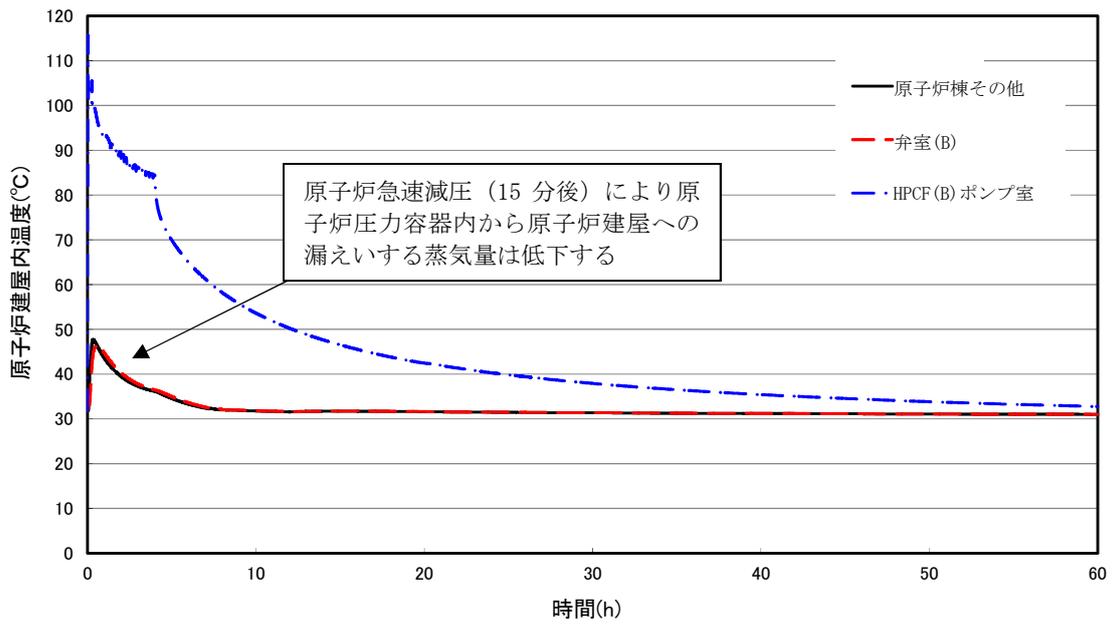


図 2 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

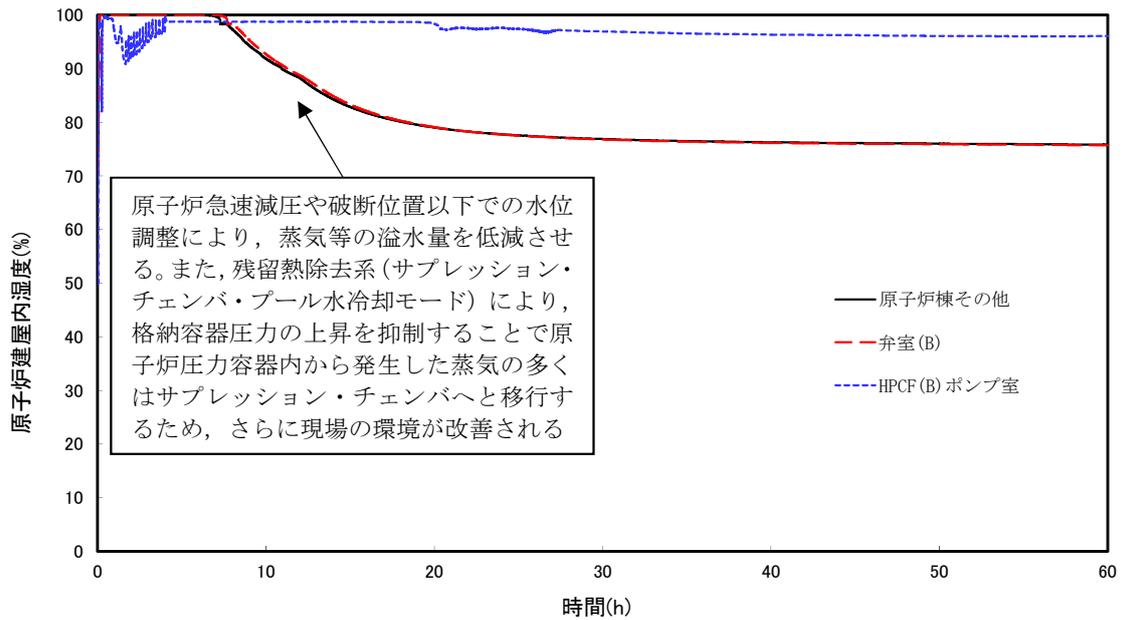


図 3 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

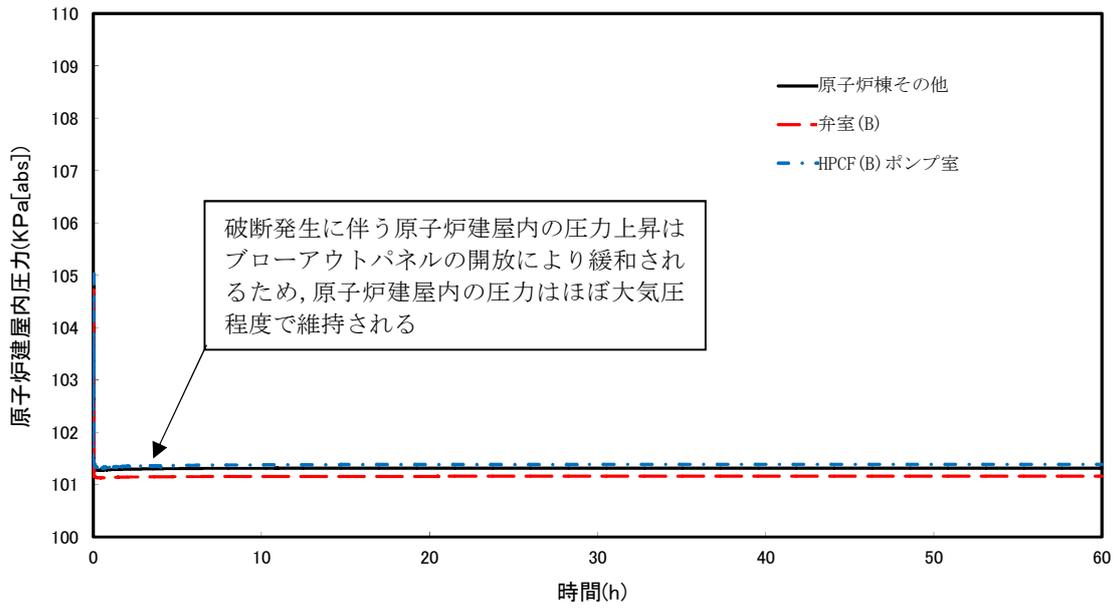


図 4 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

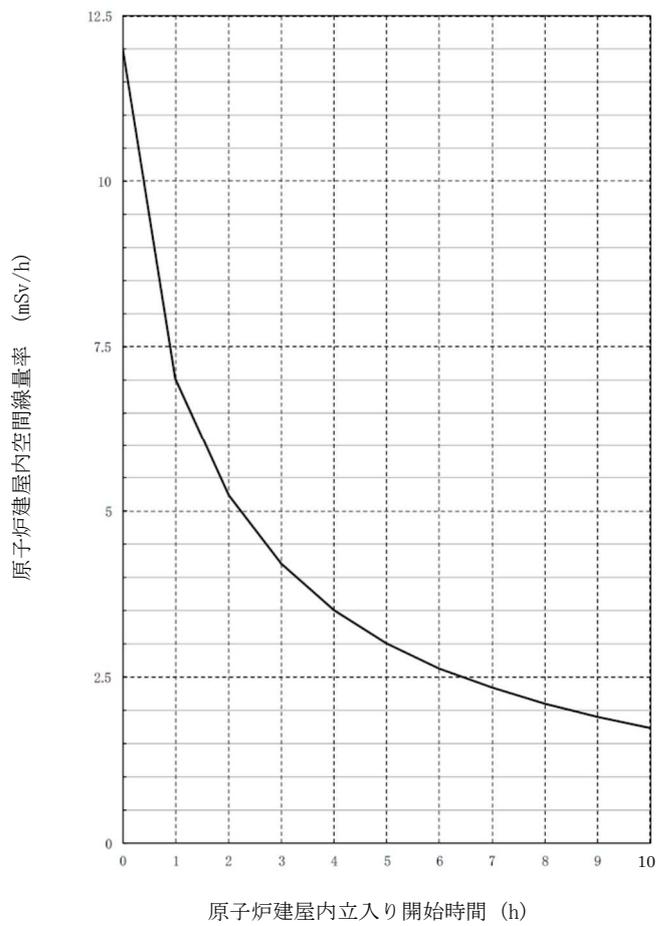
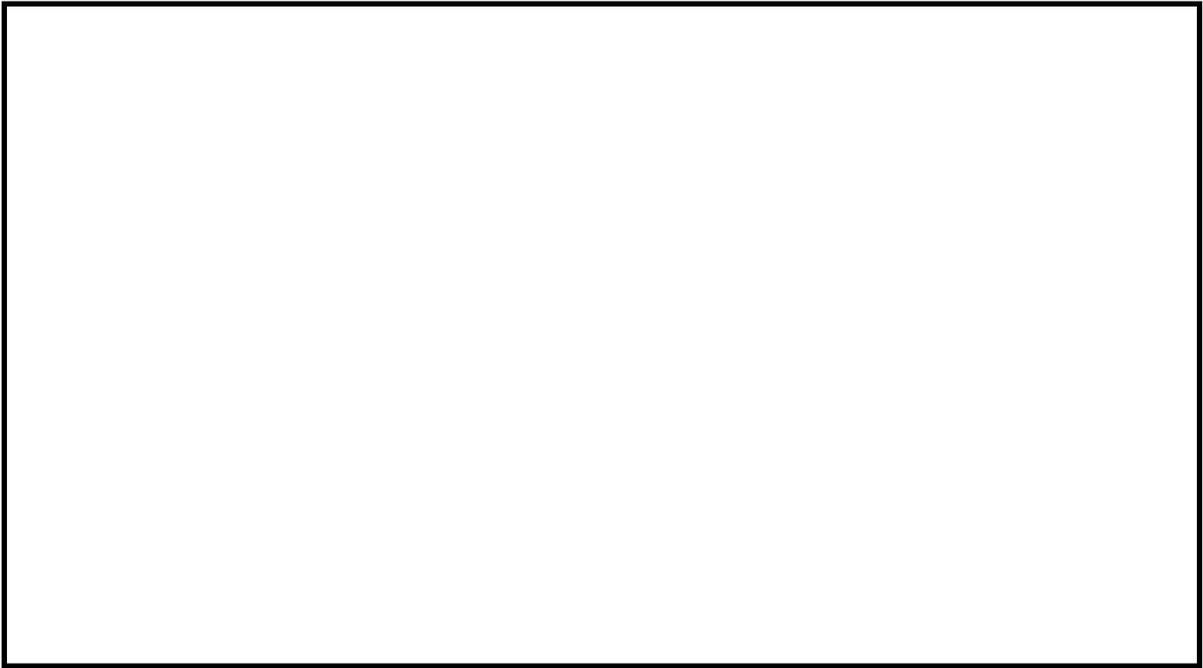
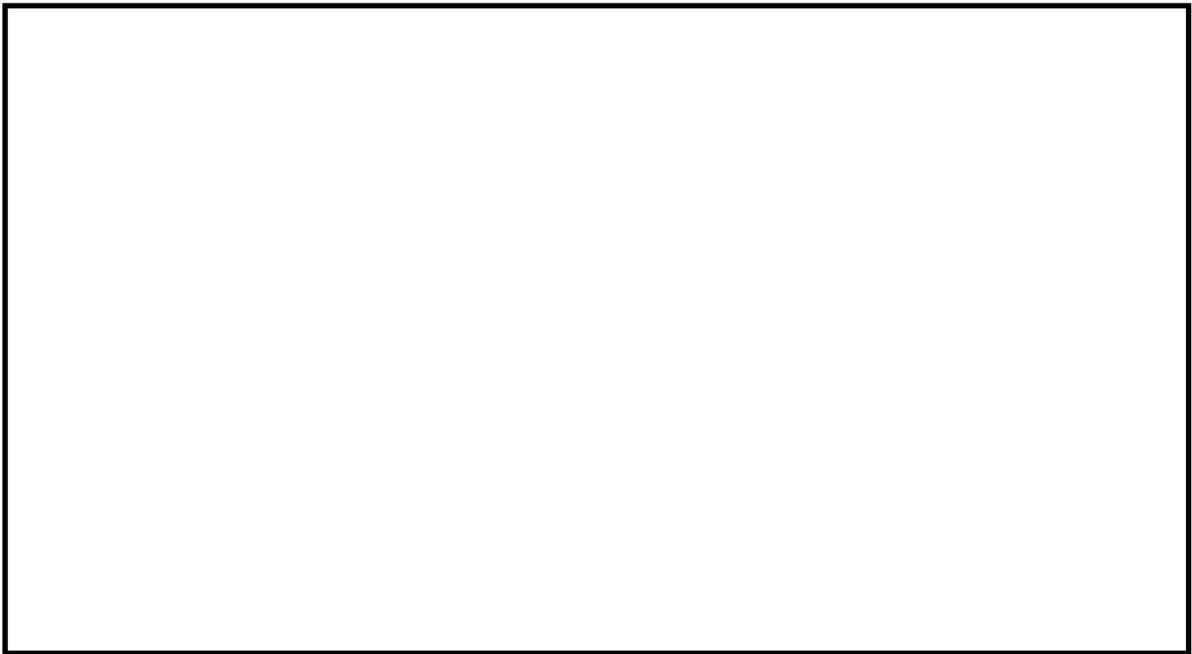


図 5 原子炉建屋内立入り開始時間と線量率の関係 (インターフェイスシステム LOCA)

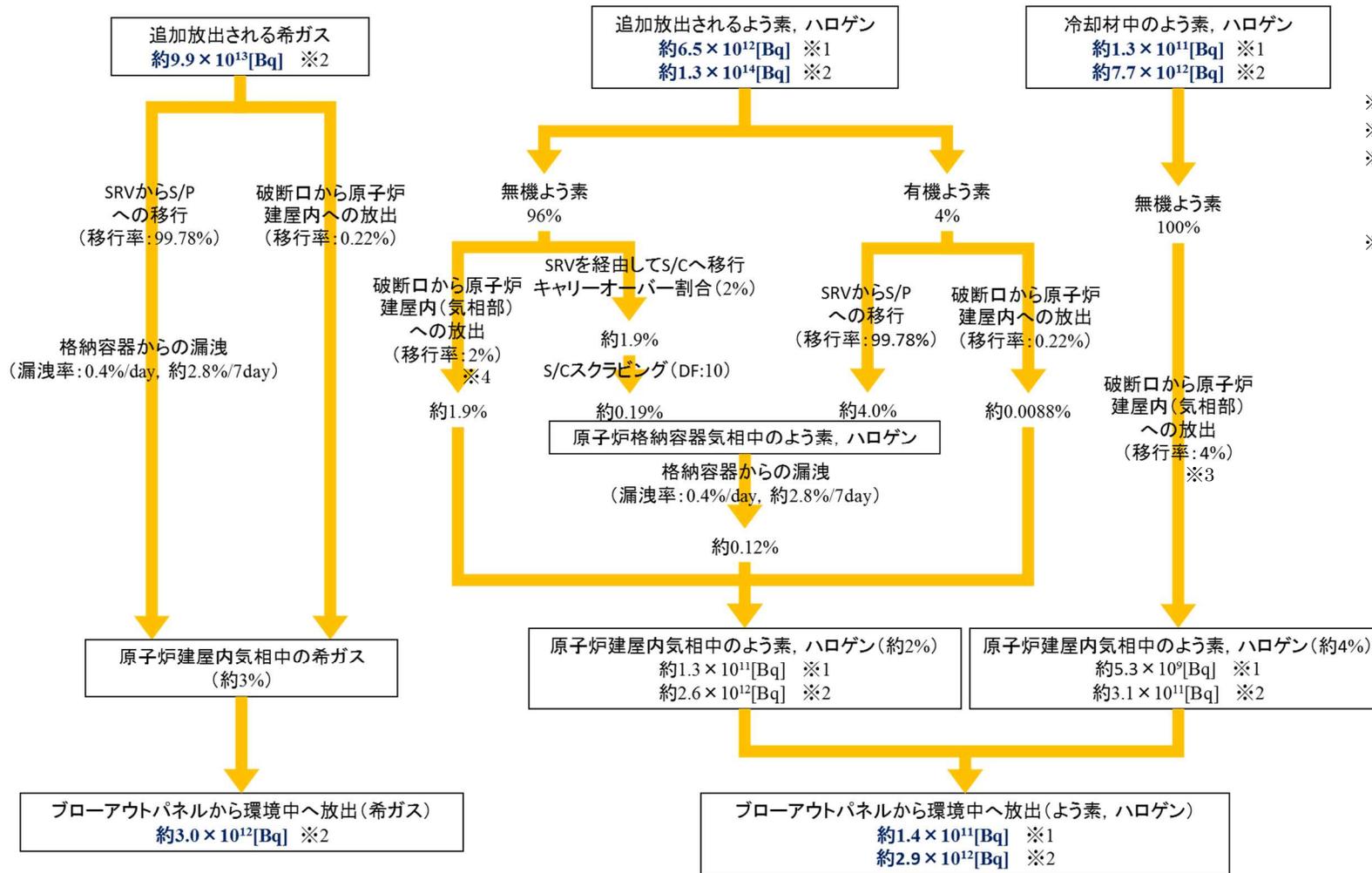


(a) 平面図



(b) 断面図

図6 原子炉建屋／中央制御室の配置と換気口・ブローアウトパネルの位置関係  
(インターフェイスシステム LOCA)



- ※1 I-131 等価量
- ※2 ガンマ線 0.5MeV 換算値
- ※3 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算定した。
- ※4 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし、急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして、冷却材中の放射性物質の濃度を決定し、その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算定した。

図7 核分裂生成物の環境中への放出について (インターフェイスシステム LOCA 時)

(参考) 高圧炉心注水系の吸込配管の全周破断を想定した場合の現場環境について

インターフェイスシステム LOCA 発生箇所は、高圧炉心注水系の吸込配管としており、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、破断面積は  $1\text{cm}^2$  を超えないことを確認している。したがって、インターフェイスシステム LOCA により、高圧炉心注水系の吸込配管に全周破断(破断面積  $127\text{cm}^2$ ※)が発生する可能性は極めて小さいと考えられるが、ここでは、全周破断の発生を想定した場合の現場環境について示す。  
※高圧炉心注水系スパージャから破断口に至る経路のうち、高圧炉心注水系ノズル部において臨界流が生じるとし、破断面積を  $127\text{cm}^2$  とする

#### ・評価条件

MAAP 解析の主要な仮定を以下に示す。

前提条件：事象発生と同時に外部電源喪失し原子炉スクラム、

インターフェイスシステム LOCA の発生箇所は、高圧炉心注水系吸込配管  
(破断面積  $127\text{cm}^2$ (全周破断))

事故シナリオ：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）

（この時内側テストブルチェックも同時に機能喪失（全開））

・状況判断の開始（弁の開閉状態確認、HPCF 室漏えい検出、ポンプ吐出圧力、エリアモニタ指示値上昇）

原子炉水位 L2 到達：原子炉隔離時冷却系の自動起動

約 15 分後：急速減圧

原子炉水位 L1.5 到達：高圧炉心注水系の自動起動

約 3 時間後：原子炉建屋の常用換気空調系を復旧

その他の評価条件は(5)で示したものと同一とする。また、図 8 に本評価における原子炉建屋のノード分割モデルを示す。

#### ・評価結果

図 9～11 に全周破断時の原子炉建屋の環境条件を示す。図 9～11 に示すとおり、原子炉建屋の環境条件は、電動弁の耐環境設計(温度  $100^\circ\text{C}$ 、蒸気環境、6 時間継続)を下回ることから、仮に全周破断が発生し、かつ、隔離操作が遅れた場合においても、電動弁は機能喪失することはない、中央制御室での隔離操作は可能である。

また、事象発生 3 時間後に原子炉建屋の常用換気空調系を復旧し使用開始を想定した場合、原子炉建屋の温度は約  $33^\circ\text{C}$  まで低下することから、酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離作業は可能である。

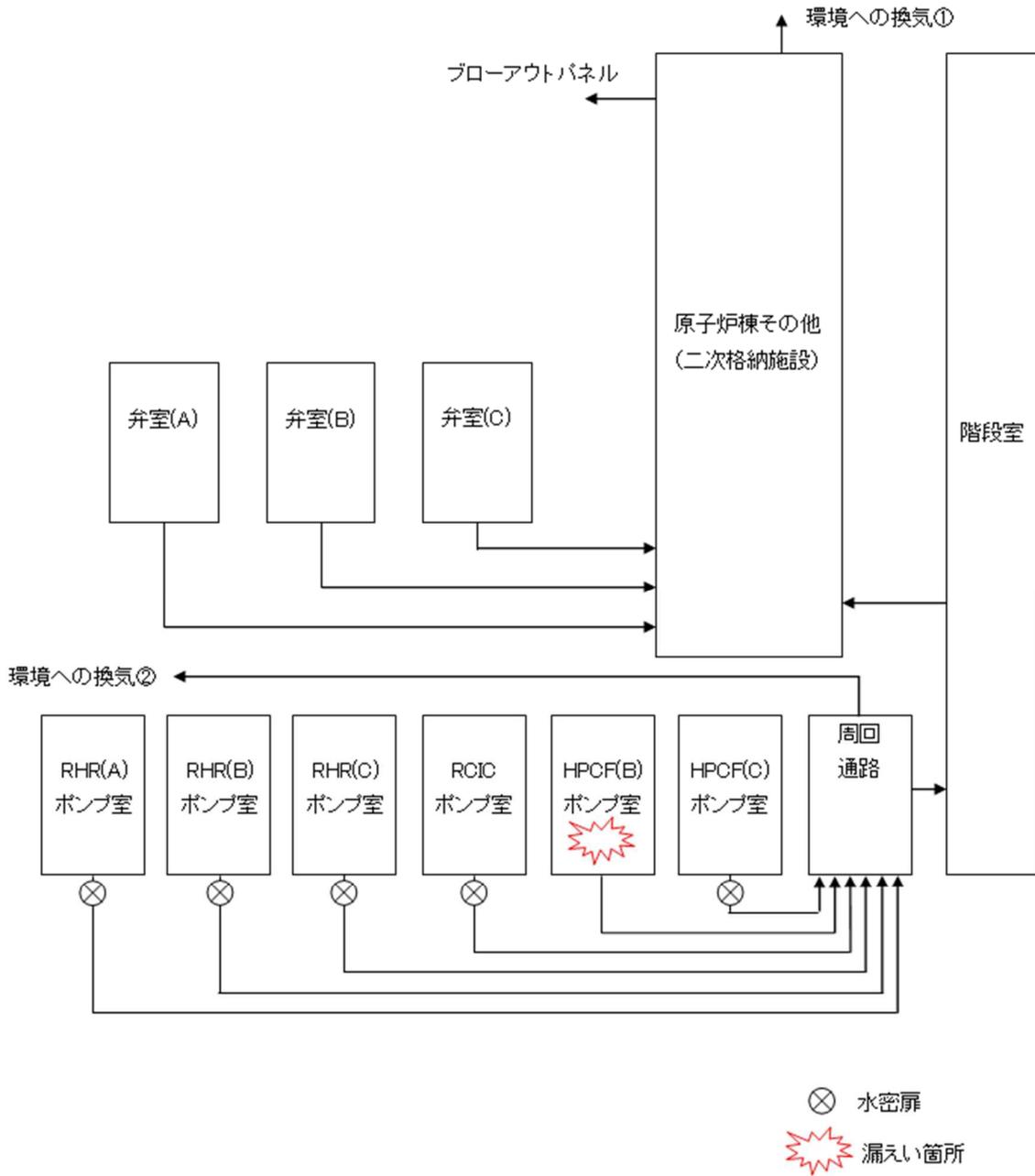


図8 インターフェイスシステム LOCA における原子炉建屋ノード分割モデル  
 (全周破断, 原子炉建屋の常用換気空調系の復旧を考慮)

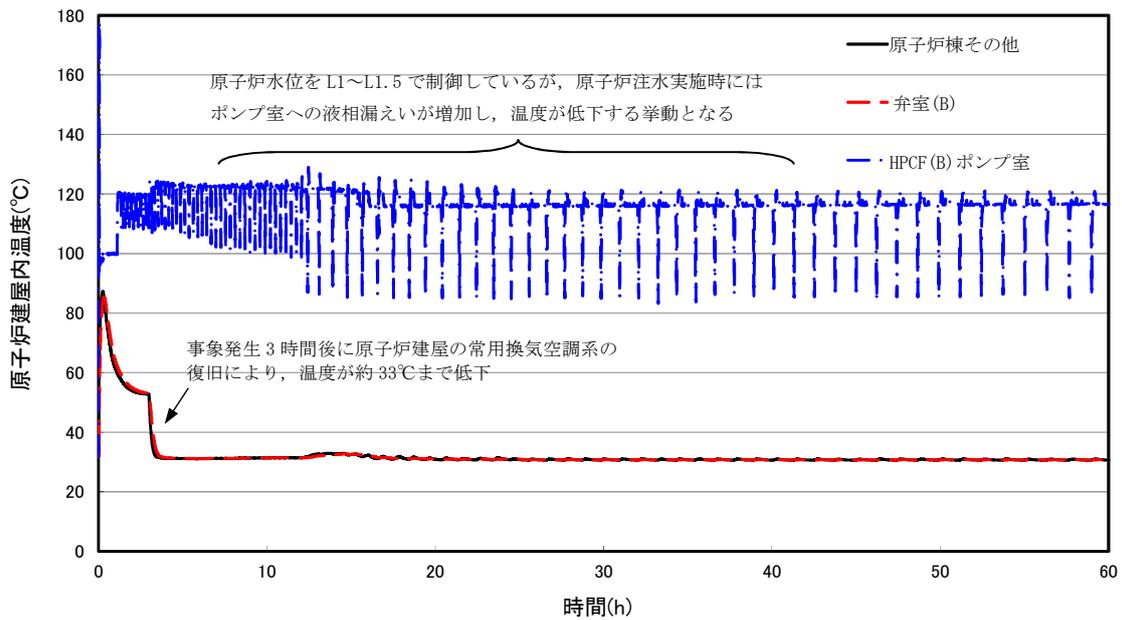


図9 原子炉建屋内の温度の時間変化  
(全周破断，原子炉建屋の常用換気空調系の復旧を考慮)

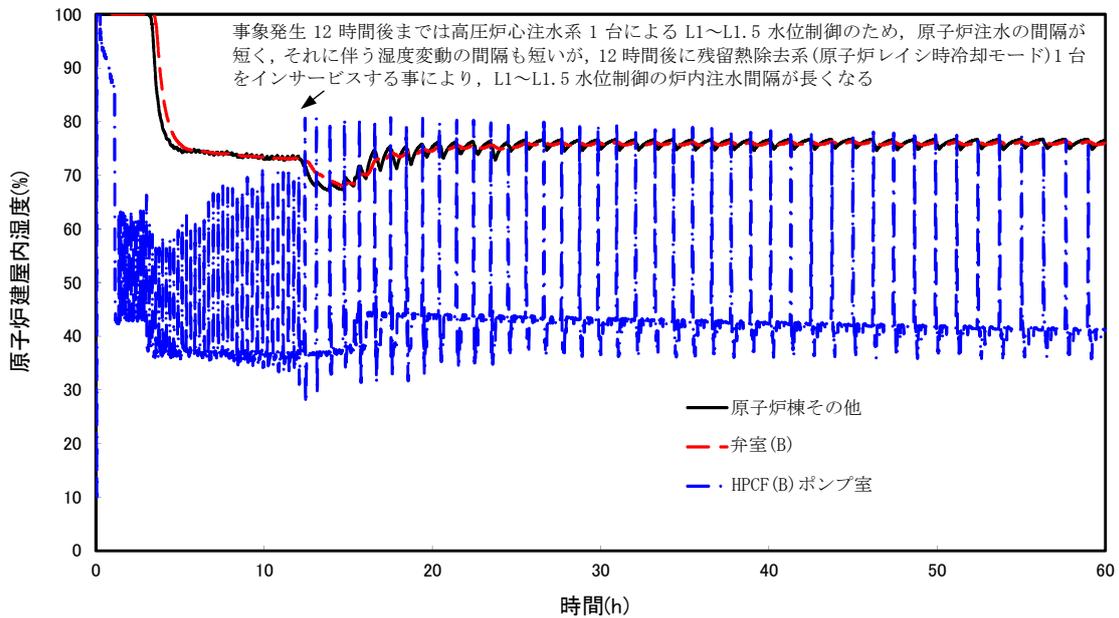


図10 原子炉建屋内の湿度の時間変化  
(全周破断，原子炉建屋の常用換気空調系の復旧を考慮)

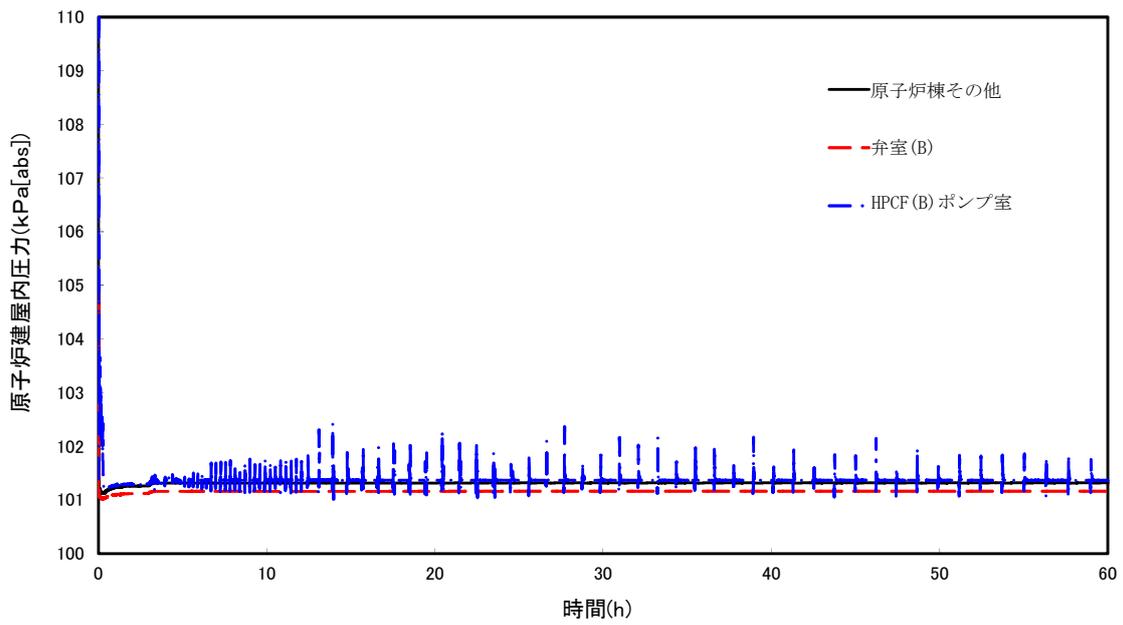


図 11 原子炉建屋内の圧力の時間変化  
 (全周破断, 原子炉建屋の常用換気空調系の復旧を考慮)

## (補足) 低圧注水系において ISLOCA が発生した場合の漏えい量評価について

低圧注水系の注入ラインは、隔離弁として高圧設計の弁 2 弁に加え、中圧設計の弁 1 弁に期待できることから、高圧設計の弁 2 弁の高圧炉心注水系に比較して ISLOCA の発生頻度は十分低いとして除外している。

ここでは、低圧注水系の配管及び弁、計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行った結果を示す。

### (1) 過圧条件について

ISLOCA による低圧注水系の中圧設計部の過圧条件については、添付 2.7.1 で示した高圧炉心注水系における ISLOCA 発生時の漏えい評価と同じとし、以下のとおりとした。

- ・ 圧力 : 7.5MPa
- ・ 温度 : 288°C

### (2) 構造健全性評価の対象とした機器等について

低圧注水系の中圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し、具体的には下記の対象範囲について評価を行った。

- a) 配管 (ドレン/ベント, 計装配管等の小口径配管も対象に含む)
- b) 計装設備 (圧力バウンダリ内に接続されている計器)
- c) 弁 (圧力バウンダリとなる弁)
- d) フランジ部 (ボルトの伸びによる漏えい量評価を実施)
- e) 熱交換器

具体的な対象箇所については図-補 1 から図-補 5 に示す。

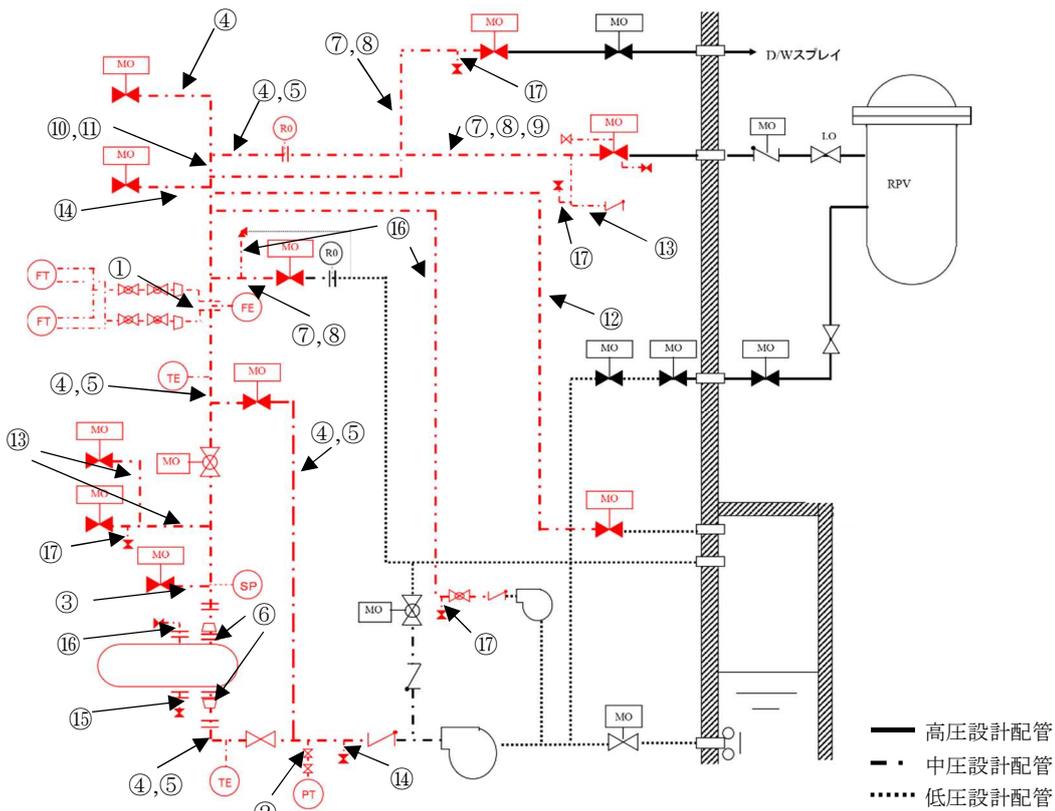


図-補1：評価対象配管範囲

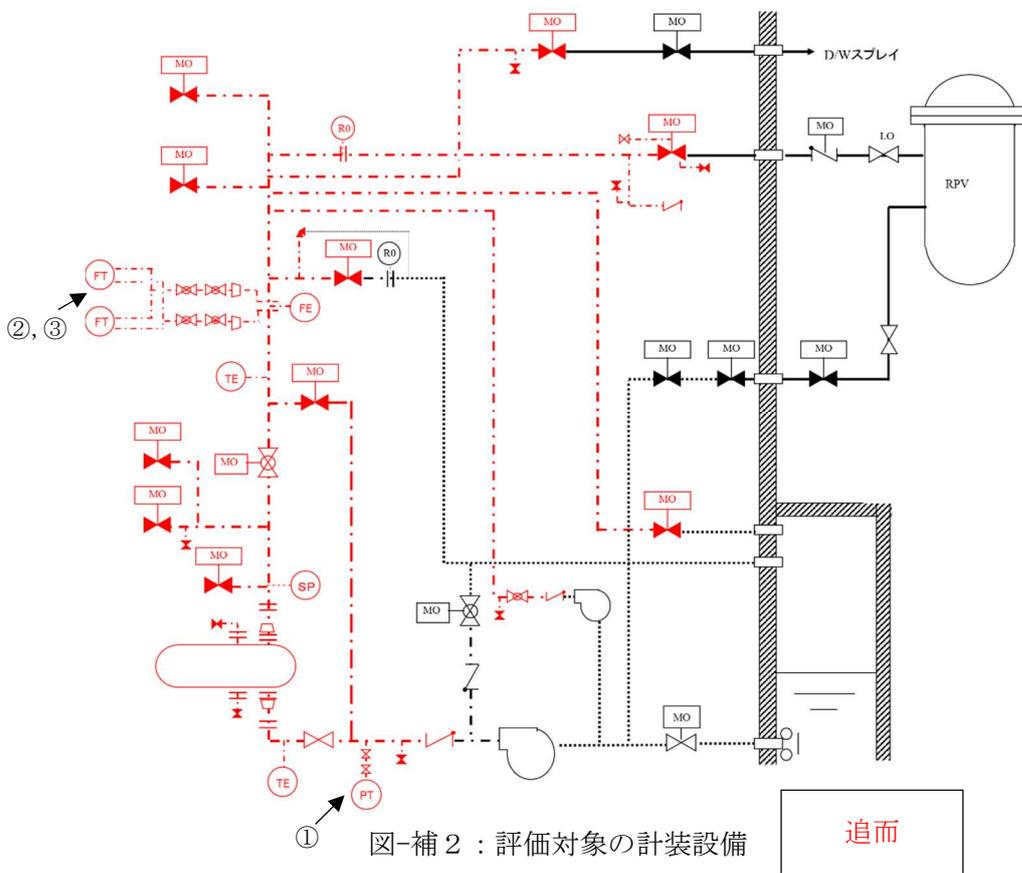


図-補2：評価対象の計装設備

追而

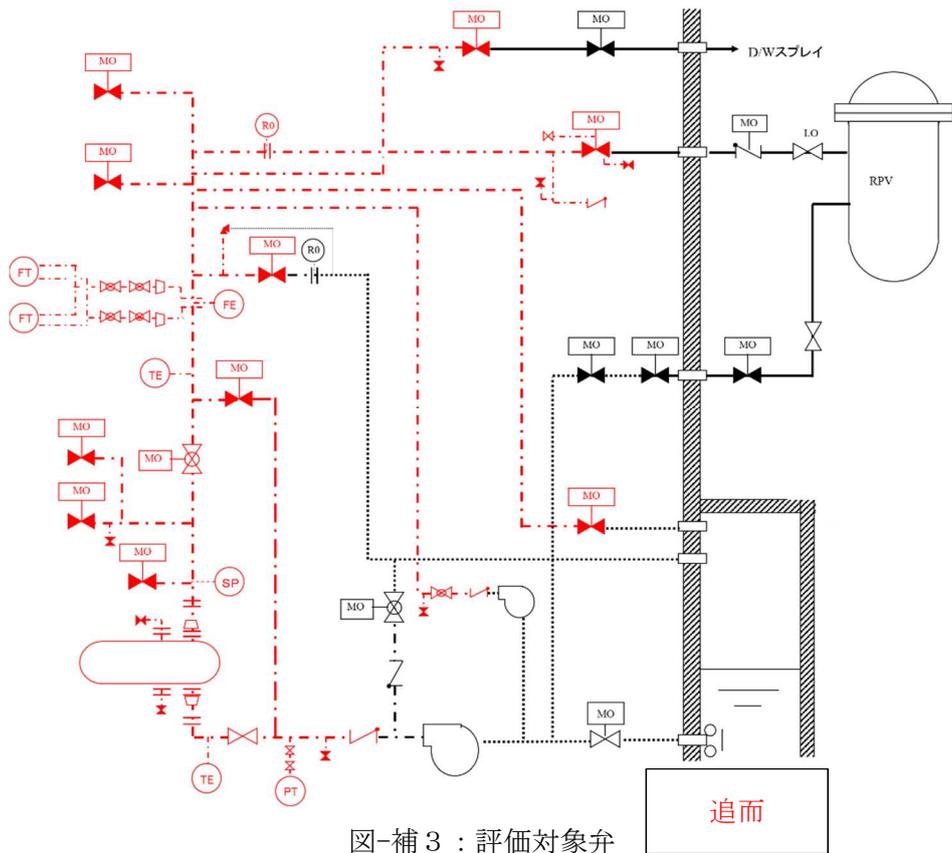


図-補3：評価対象弁

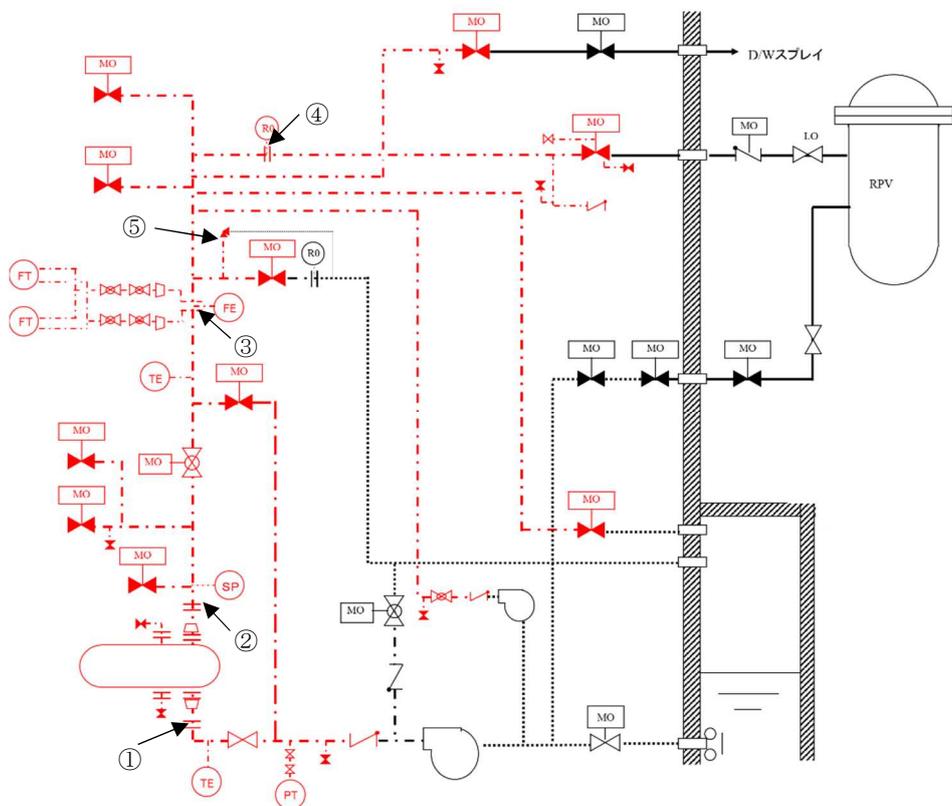


図-補4：評価対象フランジ

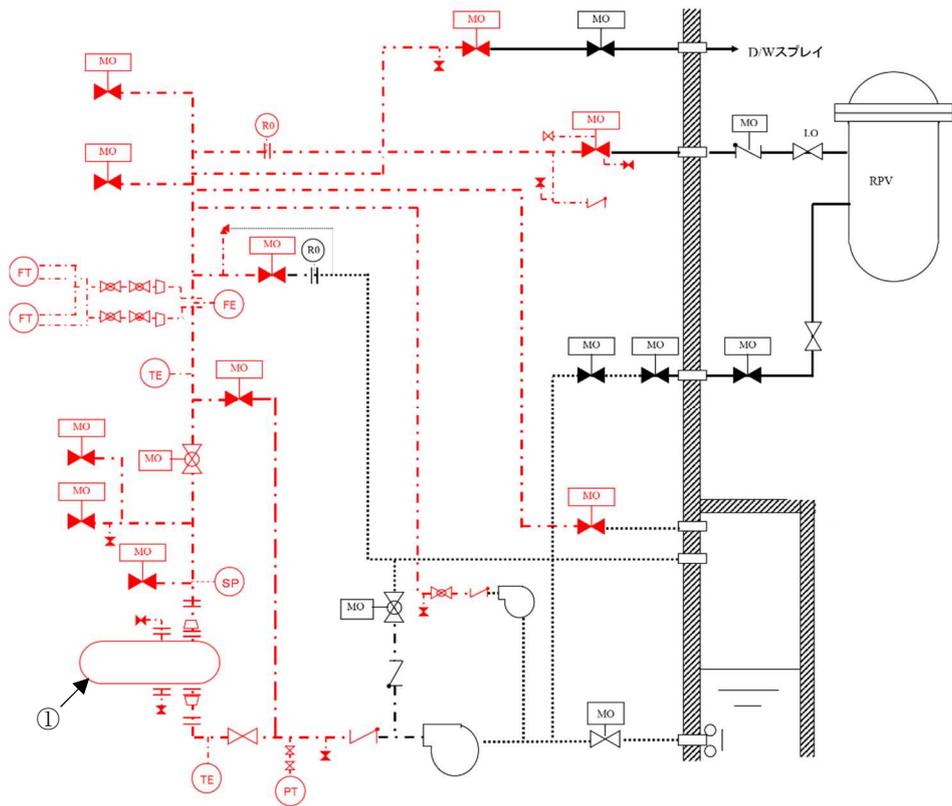


図-補5：評価対象の熱交換器

(3) 構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について以下に示す。各機器等において、漏えいは発生しない結果となった。

a) 配管

No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t (mm)	判定※1 (ts ≥ t)
①	7.5	288	21.7	3.7	STPT410	3.3	0.8	○
			27.2	3.9	STPT410	3.5	1.0	○
			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
			9.52	2.0	SUS304TP	2.0	0.4	○
			9.52	1.3	SUS304TP	1.3	0.4	○
②			27.2	3.9	STPT410	3.5	1.0	○
			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
			9.52	2.0	SUS304TP	2.0	0.4	○
			9.52	1.3	SUS304TP	1.3	0.4	○
③			27.2	2.9	SUS316LTP	2.6	1.1	○
			27.2	3.9	SUS316LTP	3.5	1.1	○
④			318.5	14.3	STPT410	12.51	11.27	○
⑤			318.5	17.4	STS410	15.22	11.27	○
⑥			508.0	26.2	STS410	22.92	17.98	○
⑦			267.4	15.1	STS410	13.21	9.46	○
⑧			267.4	12.7	STPT410	11.11	9.46	○
⑨			267.4	15.1	STPT410	13.21	9.46	○
⑩	125.5	11.6	SFVC2B	10.0	3.83	○		
⑪	114.3	6.0	SFVC2B	4.40	3.49	○		
⑫	114.3	6.0	STPT410	5.25	4.05	○		
⑬	165.2	7.1	STPT410	6.21	5.85	○		
⑭	60.5	5.5	STPT410	4.81	2.14	○		
⑮	48.6	5.1	STPT410	4.46	1.72	○		
⑯	34.0	4.5	STPT410	3.93	1.21	○		
⑰	27.2	3.9	STPT410	3.41	0.97	○		

※1：管の最小厚さ (ts) が管の計算上必要な厚さ (t) 以上であること

b) 計装設備

No.	圧力 (MPa)	計装設備耐圧 (MPa)	判定	破断想定箇所	開口面積 (cm <sup>2</sup> )
① (E11-PT-005)	7.5	14.7	○	破断箇所なし	—
②, ③ (E11-FT-008-1, 2)		22.1	○	破断箇所なし	—

追而

c) 弁

No.	弁 No.	圧力 (MPa)	温度 (°C)	口径 (A)	型式	材料	ts (mm)	t (mm)	判定※1 (ts ≥ t)	
①		7.5	288							
②										
③										
④										
⑤										
⑥										
⑦										
⑧										
⑨										

追而

※1: 必要最小厚さ (ts) が最小厚さ (t) 以上であること

d) フランジ部

No.	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
		△L1	△L0	△L2	△L3	△L4	△L5			
①	7.5	0.06	0.07	0.37	0.36	-	0.01	320	-0.01	0.00
②		0.06	0.07	0.37	0.36	-	0.01	320	-0.01	
③		0.08	0.07	0.39	0.36	0.01	0.03	320	0.00	
④		0.08	0.07	0.42	0.36	0.05	0.03	320	-0.01	
⑤		0.01	0.04	0.16	0.15	-	0.01	49	-0.03	

△L1：荷重によるボルト伸び量

△L0：初期締付によるボルト伸び量

△L2：ボルト熱伸び量

△L3：フランジ熱伸び量

△L4：オリフィス熱伸び量

△L5：ガスケット内外輪熱伸び量

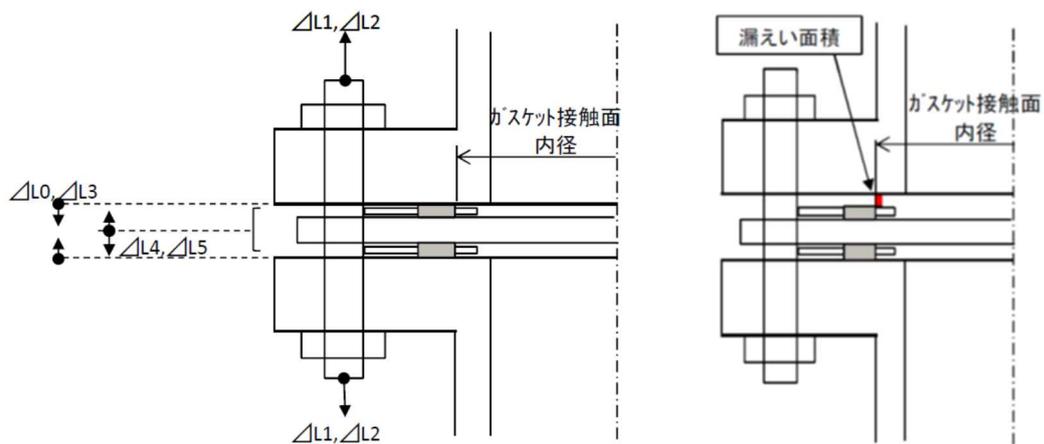


図-補6 各部件の伸び方向及び伸び時隙間想定位置

e) 熱交換器

No.	計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	実機の値	判断基準	判定
①	管側鏡板	7.5	288	24.63mm(最小厚さ)	13.44mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管板			218.00mm(最小厚さ)	190.35mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側出入口管台			29.10mm(最小厚さ)	7.50mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側ベント管台			13.50mm(最小厚さ)	2.70mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側ドレン管台			6.20mm(最小厚さ)	2.70mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	伝熱管			1.02mm(最小厚さ)	0.67mm(必要厚さ) <sup>※1</sup>	○
	管側出入口管台 (補強計算)			$8.323 \times 10^3 \text{ mm}^2$ (補強に有効な面積)	$6.307 \times 10^3 \text{ mm}^2$ (補強に必要な面積) <sup>※1</sup>	○
	管側出入口管台 フランジ(ボルト)			$1.349 \times 10^4 \text{ mm}^2$ (総断面積)	$6.593 \times 10^3 \text{ mm}^2$ (所要総断面積) <sup>※2</sup>	○
	管側出入口管台 フランジ			204MPa (発生応力)	262MPa (許容応力) <sup>※1</sup>	○

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※2：許容応力 F/1.5 を適用

計算部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	伸び量 (mm)		ガスケット部 GAP (mm)	漏えい面積 (cm <sup>2</sup> )
			△L	△LT		
ガスケット部	7.5	288	0.026	-0.044	-0.018	0.00

△L：荷重によるボルト伸び量

△LT：温度影響を考慮したボルトの伸び量

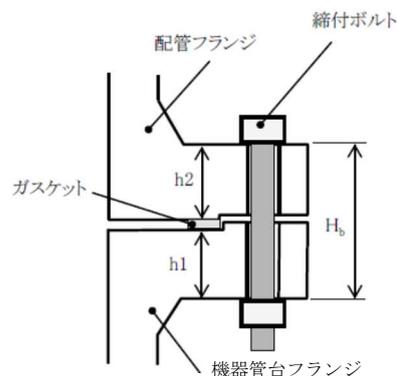


図-補7：フランジ部外形

なお、6号炉においては残留熱除去系の熱交換器の管板(伝熱管側)-水室間がフランジでの接続である。当該のフランジ接続部の評価結果を示す。

No.	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
		+	-	+	-	-	-			
		△L1	△L0	△L2	△L3	△L4	△L5			
①	7.5	0.57	0.60	1.47	1.43	-	0.01	1660	0.00	0.00

△L1：荷重によるボルト伸び量

△L0：初期締付によるボルト伸び量

△L2：ボルト熱伸び量

△L3：フランジ熱伸び量

△L4：オリフィス熱伸び量

△L5：ガスケット内外輪熱伸び量

#### (4)まとめ

(3)で示したとおり、低圧注水系において中圧設計部が過圧された場合も、漏えいは発生しないと考えられる。したがって、低圧注水系については、原子炉圧力容器から低圧設計部の間に存在する3弁に期待できるため、低圧設計部までの隔離弁数が2弁の高圧炉心注水系に比較してISLOCAの発生頻度は低くなると考えられる。

よって、有効性評価においては、ISLOCA発生時の破断箇所として、ISLOCAが発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系を選定し、重大事故等対策の有効性を確認している。

以上

## 安定状態について

格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）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系）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

事象発生 4 時間後に高圧炉心注水系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，健全側の高圧炉心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，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

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，冷温停止状態に移行することができ，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】

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，安定状態の維持が可能となる。

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）

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（インターフェイスシステム LOCA）

添付資料 2.7.3

【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相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+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+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	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、原子炉への注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により実施され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。仮に大量の燃料被覆管破裂が発生した場合には、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℃)を上回ることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料被覆管温度が高めに評価されることから、破裂判定は厳しめの結果を与えるが、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、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることから評価項目となるパラメータに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。	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、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
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。	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、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることから評価項目となるパラメータに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。	原子炉注水開始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。	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。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、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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（インターフェイスシステム LOCA）（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42kW/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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、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、原子炉水位の低下は緩和され、原子炉水位の低下が緩和されるが、操作条件(炉心冠水操作)に変わりはないことから、運転員等操作条件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るため、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順(炉心を冠水維持する操作)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	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。

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（インターフェイスシステム LOCA）（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に与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	高圧炉心注水系の吸込配管の破断（破断面積10cm <sup>2</sup> ）	—	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定。	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	—	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定。		
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源の有無を比較し，外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定。		
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	炉心流量急減（遅れ時間：2.05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。	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。
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系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。
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8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8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に与える影響及び操作時間余裕 (格納容器バイパス)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 15 分後	インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後, 中央制御室において隔離操作を行うが, その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定	<p>【認知】                      高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり, 隔離箇所の認知及びその隔離操作の失敗の認知についても容易であり, 認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。</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】                      原子炉減圧操作時に, 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>	破断箇所の隔離操作の失敗の認知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, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により, 炉心は冠水維持されるため, 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, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により, 炉心は冠水維持されるため, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により, 炉心は冠水維持されることから, 時間余裕がある。	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 分。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。
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後に隔離完了 (事象発生 3 時間後に操作開始)	破断面積 10cm <sup>2</sup> のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し, 運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定	<p>【認知】                      高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり, 隔離箇所を認知することは容易であり, 認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【要員配置】                      現場操作のため, 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, 高圧炉心注水系の破断箇所の隔離操作を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】                      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 1 階までのアクセスルートは通常 7 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。このため, 移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】                      誤操作した電動弁を閉める操作であり, 簡単な操作であるため操作所要時間が操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【他の並列操作有無】                      隔離操作時に, 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>	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき, 現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり, 漏えいの影響を受けにくい。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。	隔離操作の有無に関わらず, 健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により, 炉心は冠水維持されるため, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。	隔離操作の有無に関わらず, 健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により, 炉心は冠水維持されるため, 時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では, 高圧炉心注入隔離弁の電動弁手動閉操作に, 状況確認及び移動時間を含め約 1 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。

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）

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：インターフェイスシステム LOCA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 751kL</u>	7号炉軽油タンク容量は <u>約 1,020kL</u> 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		
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 751kL</u>	6号炉軽油タンク容量は <u>約 1,020kL</u> 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		
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>	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。
	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>	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		
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>	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		
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>	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		
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>	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		
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>	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 <u>約</u> <u>200kL</u> ）の 残容量（合計）は <u>約 659kL</u> であり、 7日間対応可能。
	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 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機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。