

# 女川原子力発電所 2 号炉

## 重大事故等対策の有効性評価について

平成 30 年 6 月

東北電力株式会社



## 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
- 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 原子炉格納容器の限界温度・圧力

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 本日ご提出範囲
- 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失敗）+HPCS失敗
  - 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗
  - 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失
  - 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS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. 運転中の原子炉における重大事故

- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
  - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
  - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
  - 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

- 3.4 水素燃焼
- 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
  
- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
  - 4.1 想定事故 1
  - 4.2 想定事故 2
  
- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
  - 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 女川原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
  - 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 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー
  
  - 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、燃料評価結果について（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 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系作動台数の考え方について
  - 添付資料 2.2.5 7 日間における燃料評価結果について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 本日ご提出範囲
- 添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について
  - 添付資料 2.3.1.2 全交流動力電源喪失後 24 時間の原子炉隔離時冷却系の運転継続の妥当性について
  - 添付資料 2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
  - 添付資料 2.3.1.4 安定状態について
  - 添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗）＋HPCS 失敗）
  - 添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流

	動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗)
添付資料 2.3.2.1	全交流動力電源喪失後 24 時間の高圧代替注水系の運転継続の妥当性について
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＋D G 失敗）＋高圧注水失敗）
添付資料 2.3.2.3	注水操作の時間余裕について
添付資料 2.3.2.4	7 日間における水源評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧注水失敗）
添付資料 2.3.3.1	全交流動力電源喪失後 24 時間の高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の運転継続の妥当性について
添付資料 2.3.3.2	安定状態について
添付資料 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について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
添付資料 2.3.3.4	7 日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
添付資料 2.3.4.1	全交流動力電源喪失後 24 時間の原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の運転継続の妥当性について
添付資料 2.3.4.2	安定状態について
添付資料 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について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗）
添付資料 2.3.4.4	減圧・注水操作の時間余裕について
添付資料 2.3.4.5	7 日間における水源，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 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，燃料，電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
添付資料 2.4.2.1	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，燃料評価結果について（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 安定状態について

添付資料 2.5.3 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（原子炉停止機能喪失）

添付資料 2.5.4 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 2.5.5 外部電源喪失を想定した場合の感度解析

添付資料 2.5.6 注水温度に関する感度解析

添付資料 2.5.7 ほう酸水注入系のほう酸水濃度に関する感度解析

添付資料 2.5.8 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 2.5.9 7日間における水源，燃料評価結果について（原子炉停止機能喪失）

添付資料 2.5.10 格納容器除熱に関する感度解析

添付資料 2.6.1 中小破断 L O C A の事象想定について

添付資料 2.6.2 敷地境界の実効線量評価について

添付資料 2.6.3 安定状態について

添付資料 2.6.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（L O C A 時注水機能喪失）

添付資料 2.6.5 7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（L O C A 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 L O C A 発生時の破断面積及び現場環境について

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（格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A ））

添付資料 2.7.4 7日間における燃料評価結果について（格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A ））

添付資料 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について

添付資料 3.1.2.2 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 3.1.2.3 格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について

- 添付資料 3.1.2.4 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 3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について
- 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)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料 3.1.2.7 大破断 L O C A を上回る規模の L O C A に対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料 3.1.2.8 7日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について(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 3.1.3.1 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できない場合における原子炉格納容器フィルタベント系からの Cs-137 放出量評価について
- 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できない場合)
- 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)(代替循環冷却系を使用できない場合))
- 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, 燃料, 電源負荷評価結果について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合))
  
- 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「D C H」, 「F C I」及び「M C C I」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評価について(高压溶融物放出/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, 燃料, 電源負荷評価結果について(高压溶融物放出/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格納容器の健全性への影響評価
- 添付資料 3.3.3 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評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)
- 添付資料 3.3.5 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評価について(水素燃焼)
  
- 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評価について(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並びに格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・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 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」の評価について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 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, 燃料評価結果について(想定事故1)
  
- 添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 想定事故2における破断の想定について
- 添付資料 4.2.3 使用済燃料プールサイフォンブレイク孔について
- 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, 燃料評価結果について(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燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 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及び全交流動力電源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日間における燃料評価結果について（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，燃料，電源負荷評価結果について（運転停止中 全交流動力電源喪失）
  
- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出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日間における燃料評価結果について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
  
- 添付資料 5.4.1 反応度誤投入事象の代表性について
- 添付資料 5.4.2 安定状態について
- 添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度誤投入）
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入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について
- 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 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失敗）＋HPCS失敗

#### 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失敗）＋HPCS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失敗）＋HPCS失敗（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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失敗）＋HPCS失敗」では，外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後，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，外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等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，所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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失敗）＋HPCS失敗」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系を用

いた原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、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原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.3.1.1 図から第 2.3.1.3 図に、手順の概要を第 2.3.1.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.3.1.1 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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、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、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.3.1.5 図に示す。

#### 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等が機能喪失する。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、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。

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等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却水

系，大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備を開始する。

d. 直流電源負荷切り離し

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて直流負荷の切り離しを実施する。また，事象発生から 8 時間後に制御建屋内にて直流負荷の切り離し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。

e. 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，低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用，非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作）による系統構成及び復水移送ポンプ 1 台の起動を行う。また，原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）が開動作可能であることを確認する。

低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 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，原子炉圧力等である。

f. 低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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，原子炉圧力が低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると，原子炉への注水が開始され，原子炉水位が回復する。

低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉水位回復を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位等である。

原子炉水位回復後は，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。

g. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション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，サブプレッションプール水温度等である。

h. 残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水を開始し，低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系（低圧注水モード）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、原子炉水位、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。

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

以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、原子炉補機代替冷却水系を用い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、外部電源喪失を起回事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」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、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第 2.3.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

##### a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定する。

(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等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。

また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が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。

起回事象として、外部電源が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、主蒸気止め弁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、90.8m<sup>3</sup>/h（7.86～1.04MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復した以降は、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）の範囲で維持する。

(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個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、120 m<sup>3</sup>/h（0.427MPa[dif]において）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。

(e) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基あたり16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）とする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切り替えにて実施する。

(g) 原子炉補機代替冷却水系

伝熱容量は16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃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) 交流動力電源は24時間使用できないものとし、事象発生24時間後に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ものとする。
- (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水は、事象発生24時間後から開始するものとする。
- (c) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の起動操作は、事象発生25時間後から開始するものとする。
- (d) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始するものとする。

(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）<sup>※1</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.3.1.6図から第2.3.1.11図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，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の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.1.12図から第2.3.1.17図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の推移を第2.3.1.18図から第2.3.1.21図に示す。

※1 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，ECCS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，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は，シュラウド内を計測している。

a. 事象進展

外部電源喪失に伴い，主蒸気止め弁閉による原子炉スクラム信号が発信し，原子炉はスクラムする。また，外部電源喪失により自動起動する非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより，全交流動力電源喪失に至る。併せて，原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより，除熱



機能喪失が発生する。

原子炉の給水が喪失することにより、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が自動起動して水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに自動停止する。

常設直流電源は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、必要な電力の供給が可能であるものとする。

(添付資料 2.3.1.1)

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り、原子炉水位は適切に維持される。

(添付資料 2.3.1.2)

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、逃がし安全弁による原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、中央制御室からの遠隔操作により、逃がし安全弁2個による手動操作にて実施する。

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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水が開始すると回復し、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。

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため、事象発生から25時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。なお、蒸気の流入によってサプレッション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タンクとする。

#### b. 評価項目等

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、第2.3.1.12図に示すとおり、初期値（約309℃）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。

原子炉圧力は第2.3.1.6図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.47MPa[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7.77MPa[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。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことによって、低下傾向となる。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 0.366MPa[gage]（事象発生から約 24 時間後）及び約 153℃（事象発生から約 24 時間後）に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

（添付資料 2.3.1.3）

第 2.3.1.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.3.1.4）

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。

### 2.3.1.3 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失敗）+HPCS失敗では、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機能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、常設直流電源負荷切り離し操作、原子炉補機代替冷却水系の起動操作とする。

#### (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、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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 2.3.1.5）

#### 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表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、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 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

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温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

## (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，第 2.3.1.2 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，解析条件の設定にあたっては，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，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，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の炉心流量，原子炉水位，サプレッションプール水位及び格納容器圧力は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の逃がし安全弁は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場

合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.3.1.5）

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

（添付資料 2.3.1.5）

#### b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作は、解析上の操作開始時間として事象発生1時間後までに切り離し及び事象発生8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、事象発生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、原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に14時間を想定することで、合計24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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作は、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まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、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。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、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想定より早まる可能性があり、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ることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系の起動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 2.3.1.5)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）については、

事象発生から1時間後（操作開始時間の40分の時間遅れ）までに常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）が開始できれば、直流電源が枯渇することはなく、時間余裕がある。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作（現場操作）については、常設直流電源負荷切り離し操作（現場操作）までの時間は、事象発生から約8時間の時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作については、原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から24時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.5）

#### (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失敗）+HPCS失敗」における重大事故等対策に必要な要員は、「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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS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。

（添付資料 2.3.1.6）

##### a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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、合計約760m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。

また、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、サブレー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。

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、本重要事故シーケンスで想定される負荷で7日間運転した場合、約 284kL の軽油が必要となるが、ガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）の使用が可能であることから、7日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 42kL の軽油が必要となる。これら可搬型重大事故等対処設備については、2号炉の軽油タンク（約 600kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。（合計使用量 約 358kL）

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約 4,423kW 必要となるが、常用連続運用仕様である約 6,000kW 未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

所内常設蓄電式直流電源設備の容量については、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り離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料 2.3.1.1）

2.3.1.5 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失敗）+HPCS失敗」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、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失敗）+HPCS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等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去



系（サブプレッションプール水冷却モード）による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＋D G失敗）＋H P C S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＋D G失敗）＋H P C S失敗（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」について有効性評価を行った。

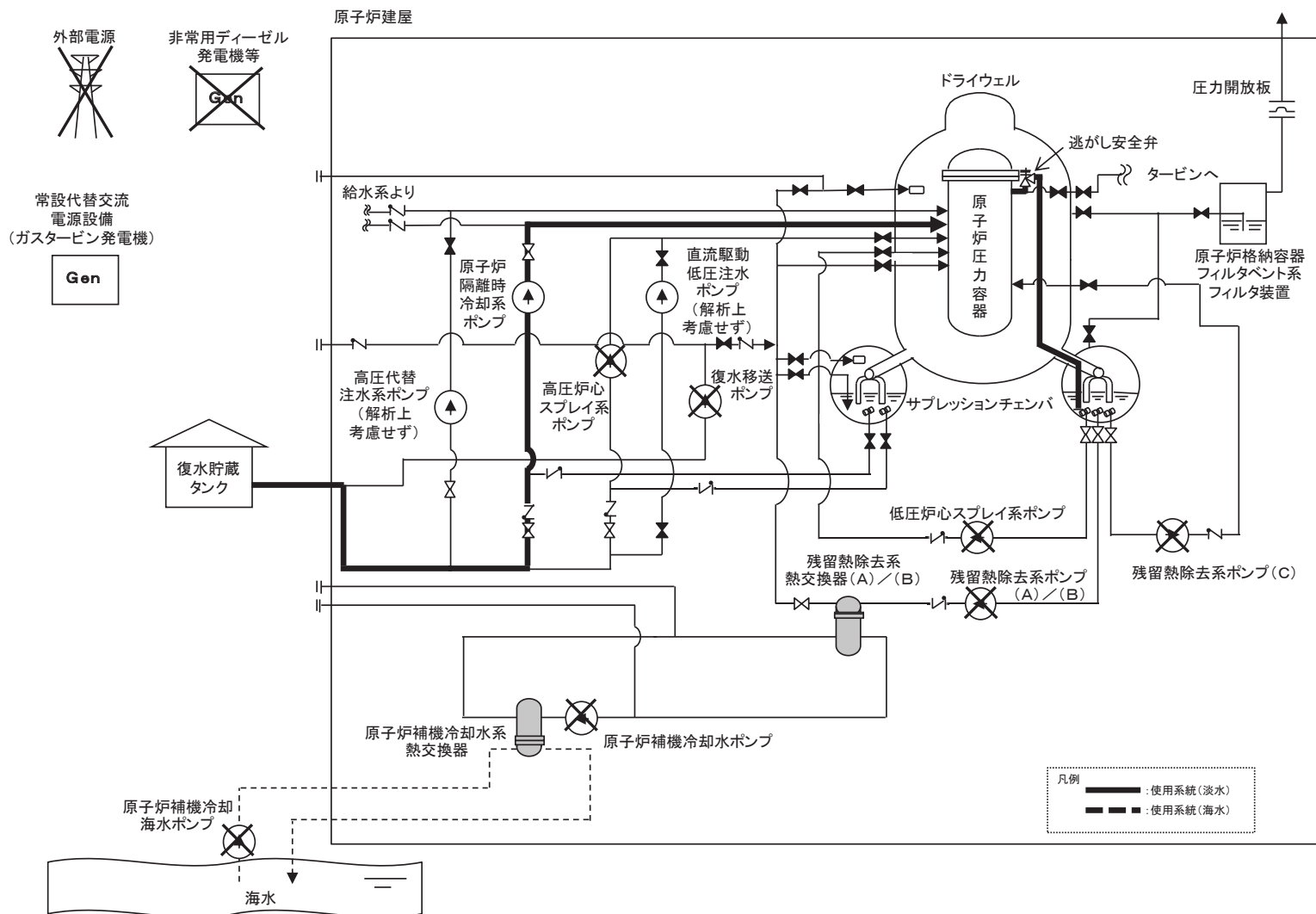
上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

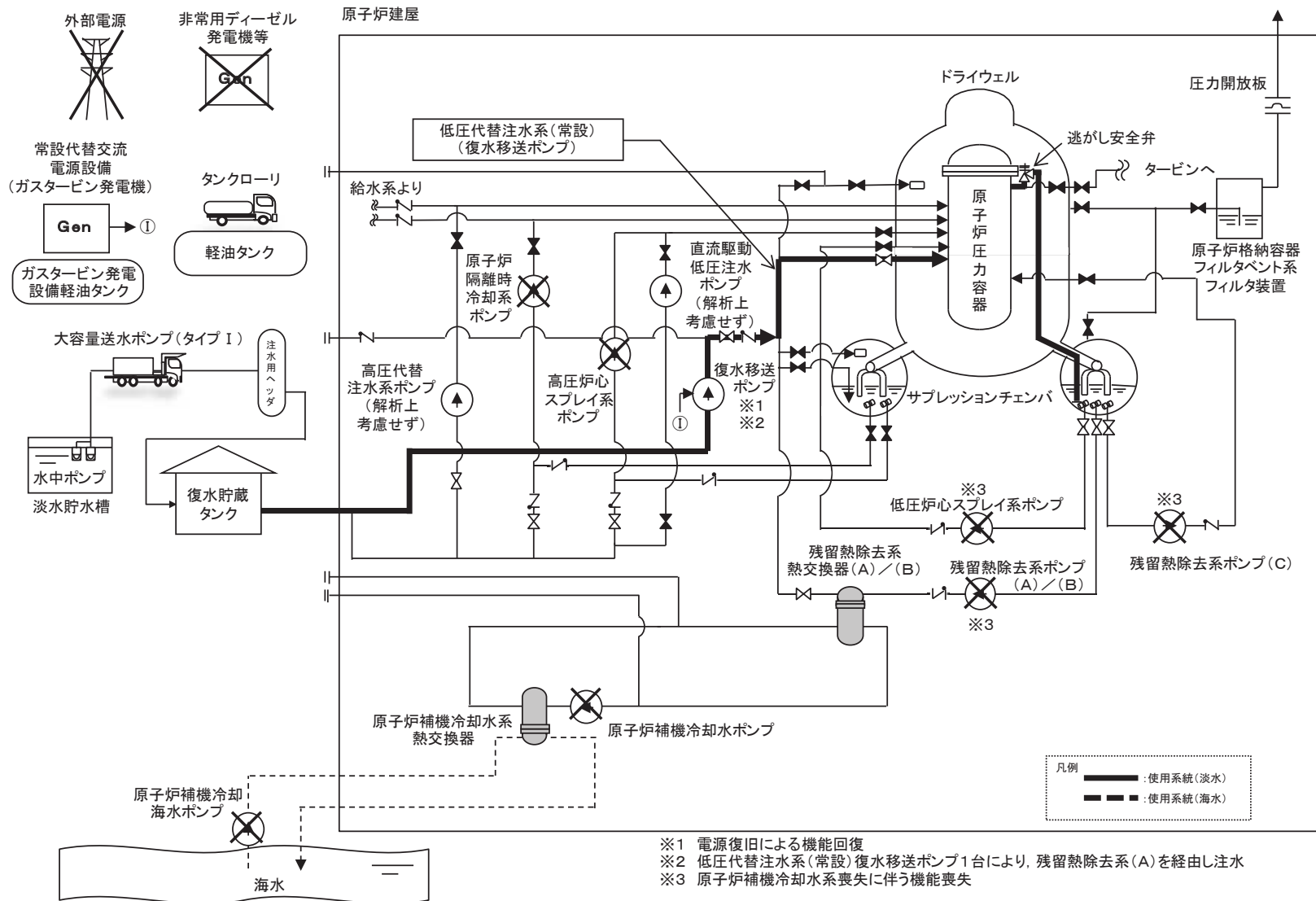
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応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。

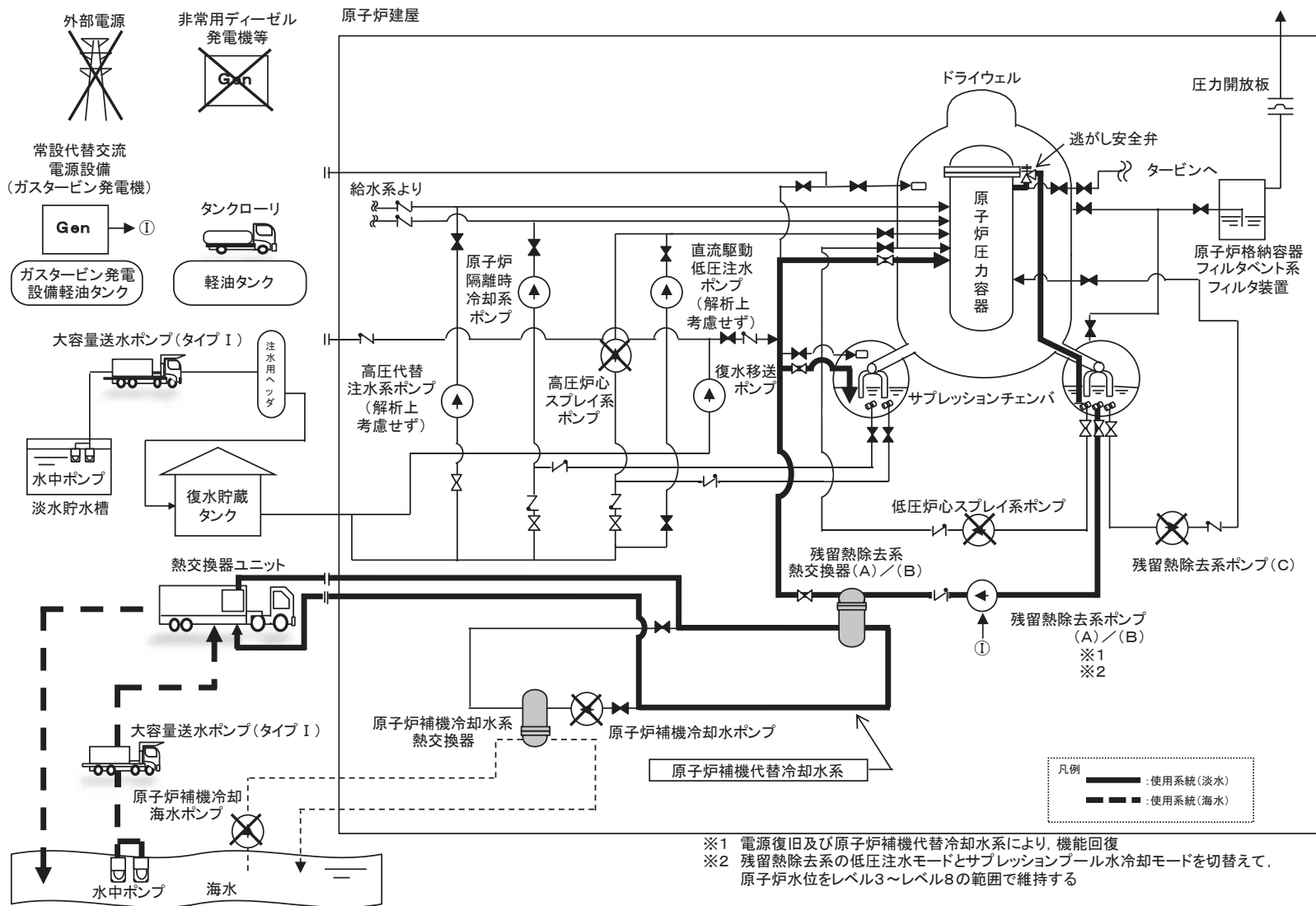
以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋H P C S失敗」に対して有効である。



第 2.3.1.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図(1/3)  
(原子炉注水)



第 2.3.1.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+ DG 失敗) + HPCS 失敗」の重大事故等対策の概略系統図(2/3)  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



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

(解析上の時刻)  
(0分)

(約 82 秒)

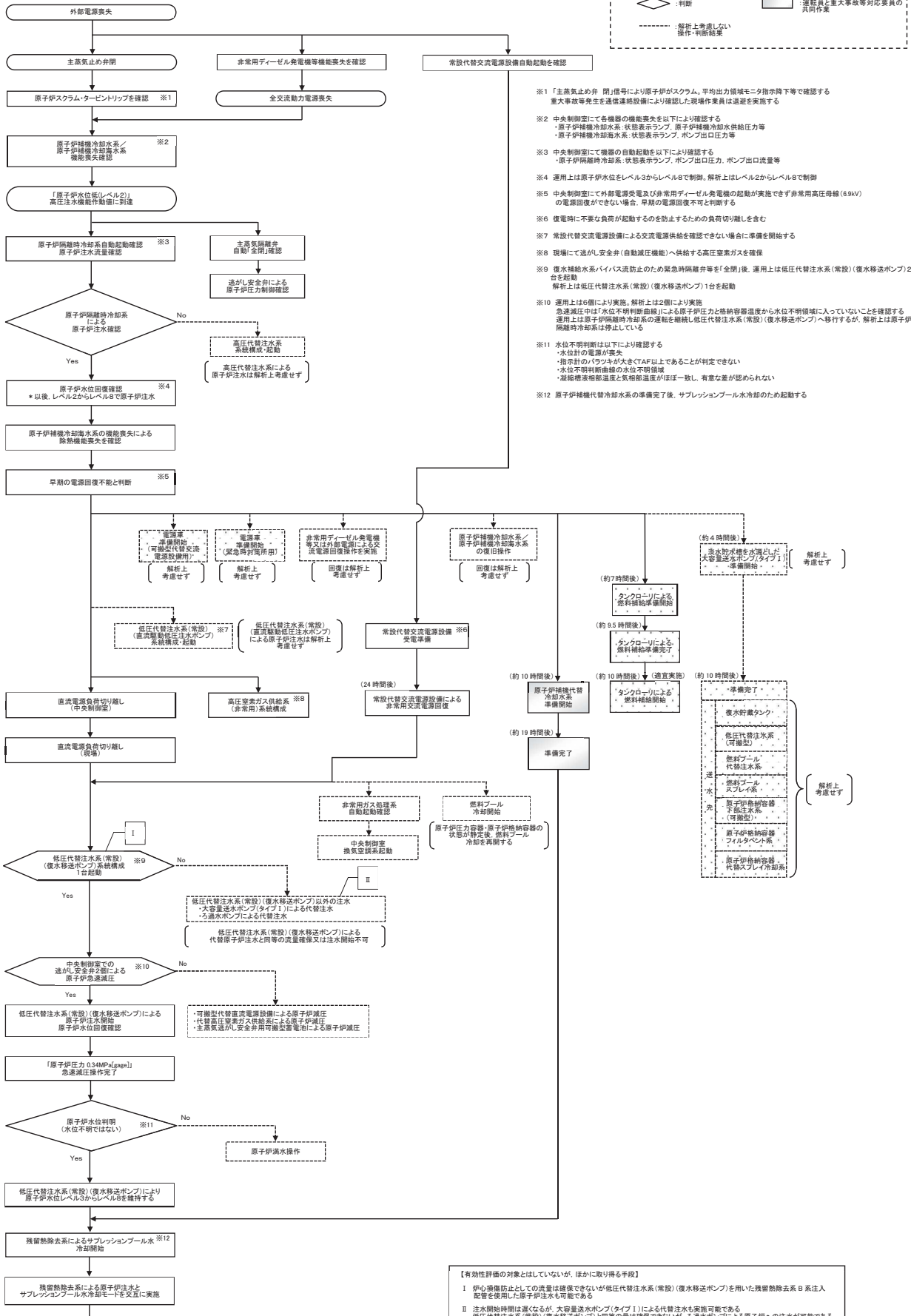
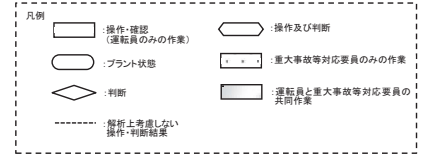
(約 1 時間)

(約 8 時間)

(24 時間)

(24 時間)

(25 時間)



残熱除去系(低圧注水モード)により原子炉水位を維持し、残熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器冷却を継続する。また機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後、原子炉圧力容器は残熱除去系(原子炉停止時冷却モード)により冷却停止状態とする。

【有効性評価の対象とはしていないが、早に取り得る手段】

I 炉心損傷防止としての流量は確保できないが低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)を用いた残熱除去系B系注入装置を使用した原子炉注水も可能である

II 注水開始時間は遅くなるが、大容量注水ポンプ(タイプI)による代替注水も実施可能である。低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)と同等の量は確保できないが、ろ過水ポンプによる原子炉への注水が可能である

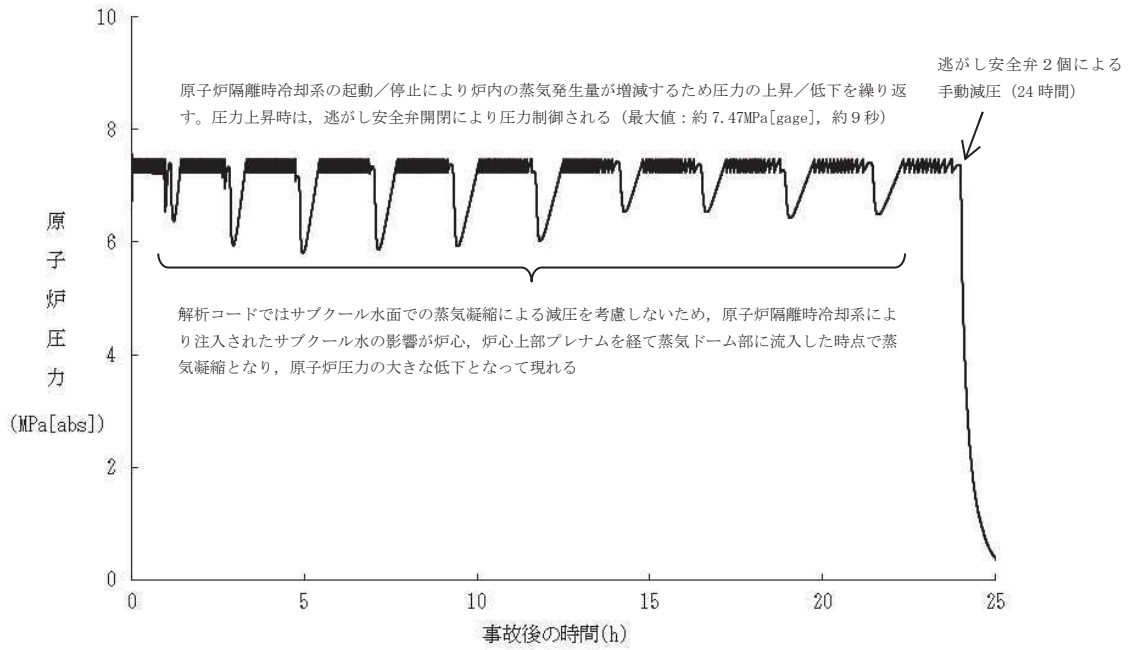
第 2.3.1.4 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗」の対応手順の概要

作業項目	必要人員と作業項目				経過時間(分)												経過時間(時間)												備考	
	実施場所・必要人員数				経過時間(分)												経過時間(時間)													
	責任者	実施者	1人	運転操作指揮 発電所外作業指揮	経過時間(分)												経過時間(時間)													
状況判断	2人 A,B,C	-	-	-	10分																									
原子炉注水操作	1人 [C]	-	-	-	15分																									
原子炉注水設備 (解析上考慮せず)	1人 [C]	-	-	-	15分																									
常設代替交流電源設備 受電準備	2人 [A,B]	2人 [D,E]	-	-	15分																									
低圧代替注水系統(常設)(直流駆動型注水ポンプ) (解析上考慮せず)	1人 [C]	2人 [D,E]	-	-	30分																									
減圧機能確保	-	2人 [D,E]	-	-	50分																									
交流電源確保	-	2人 D,E	-	-	10分																									
アクセスルート確保	-	-	6人 J,K,N-O	-	4時間																									作業時間が最大となるルートを設定 但し必要な場合は以降の作業の余裕時間となる
緊急時対策所(解析上考慮せず)	-	2人 [D,E]	3人 [K,L]	-	2時間																									
電源確保(可変型代替交流電源設備)	-	2人 [D,E]	3人 [K,L]	-	2時間																									
交流電源設備操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-																									非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復
原子炉補給冷却水系統/原子炉補給冷却海水系統 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-																									対応可能な要員により対応する
燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	1人 [B]	-	-	-	30分																									燃料プール水温(65℃)以下維持 器具を確保して対応する 燃料プール水温(65℃)以下維持 器具を確保して対応する
直流電源確保	1人 [B]	2人 [D,E]	-	-	5分																									
常設代替交流電源設備 負荷切離操作	1人 [C]	2人 [D,E]	-	-	5分																									
代替注水準備 (解析上考慮せず)	-	-	6人 A-H	-	6時間																									
大容量送水ポンプ(タイプ1)による送水時 水筒から復水器タンクへの供給 (解析上考慮せず)	-	-	2人 [B,C]	-	適宜実施																									水筒管理までは余裕時間あり
原子炉補給冷却水系統 準備操作	1人 [A]	2人 [D,E]	6人 [D-H]	-	10分																									
原子炉補給冷却水系統 準備操作	-	-	-	-	12時間																									
原子炉補給冷却水系統 準備操作	-	-	-	-	9時間																									
原子炉補給冷却水系統 準備操作	-	-	-	-	30分																									
常設代替交流電源設備 受電準備	2人 [A,B]	2人 [D,E]	-	-	5分																									
低圧代替注水系統(常設)(復水器送水ポンプ) 準備操作	1人 [B]	2人 [D,E]	-	-	5分																									
原子炉急減圧操作 (解析上考慮せず)	1人 [B]	-	-	-	5分																									
低圧代替注水系統(常設)(復水器送水ポンプ) 注水操作	1人 [B]	-	-	-	適宜実施																									
減圧(低減操作 (解析上考慮せず))	1人 [A]	-	-	-	5分																									
直流電源確保	1人 [A]	2人 [D,E]	-	-	5分																									
直流電源確保	-	2人 [D,E]	-	-	10分																									
残存燃料水系統 確認操作	1人 [C]	-	-	-	10分																									
残存燃料水系統 原子炉注水操作	1人 [C]	-	-	-	適宜実施																									
残存燃料水系統 サプレッションプール水冷却準備 負荷切離操作	1人 [C]	-	-	-	適宜実施																									
燃料供給準備	-	2人 [D,E]	1人 [L,M]	-	45分																									27時間以内に実施
燃料供給	-	-	2人 [L,M]	-	適宜実施																									タンクローリ積置に応じた適宜経路タンクから供給
必要人員数 合計	5人 A-E	-	13人 A-O	-	-																									

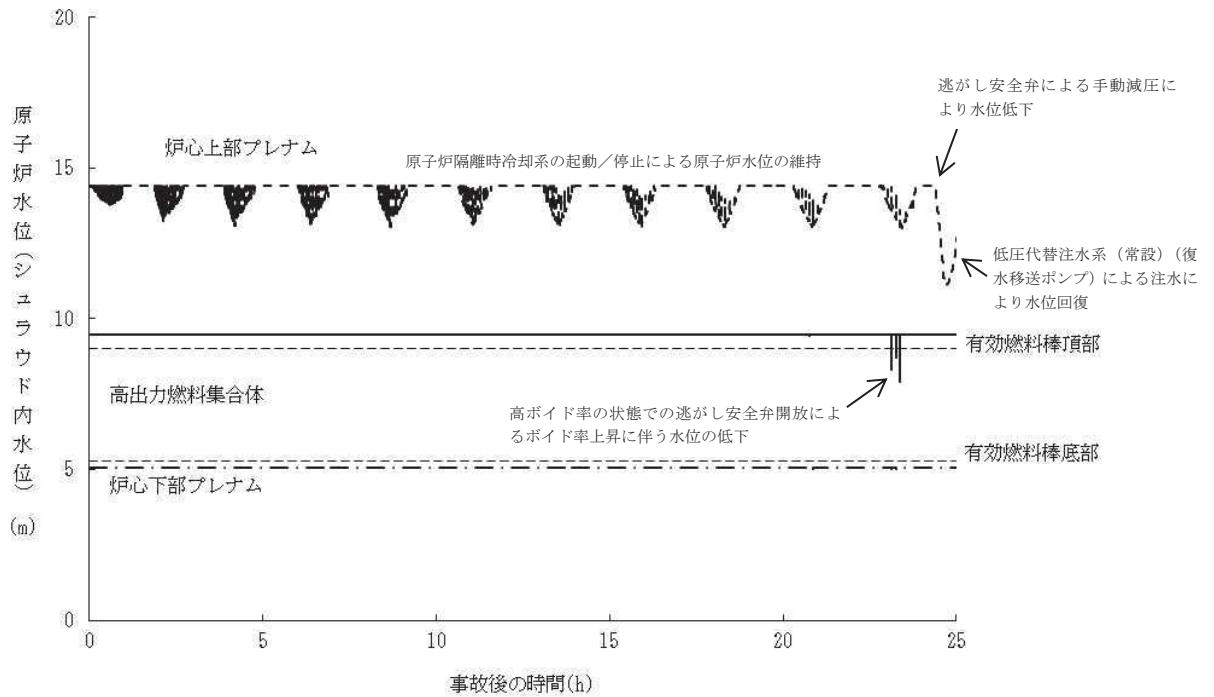
【 】は物作業後移動してきた要員

重大事故等対策要員	運転員	7
	重大事故等対策要員	17
	発電所警備要員	6
合計		30
発電所常駐要員		30

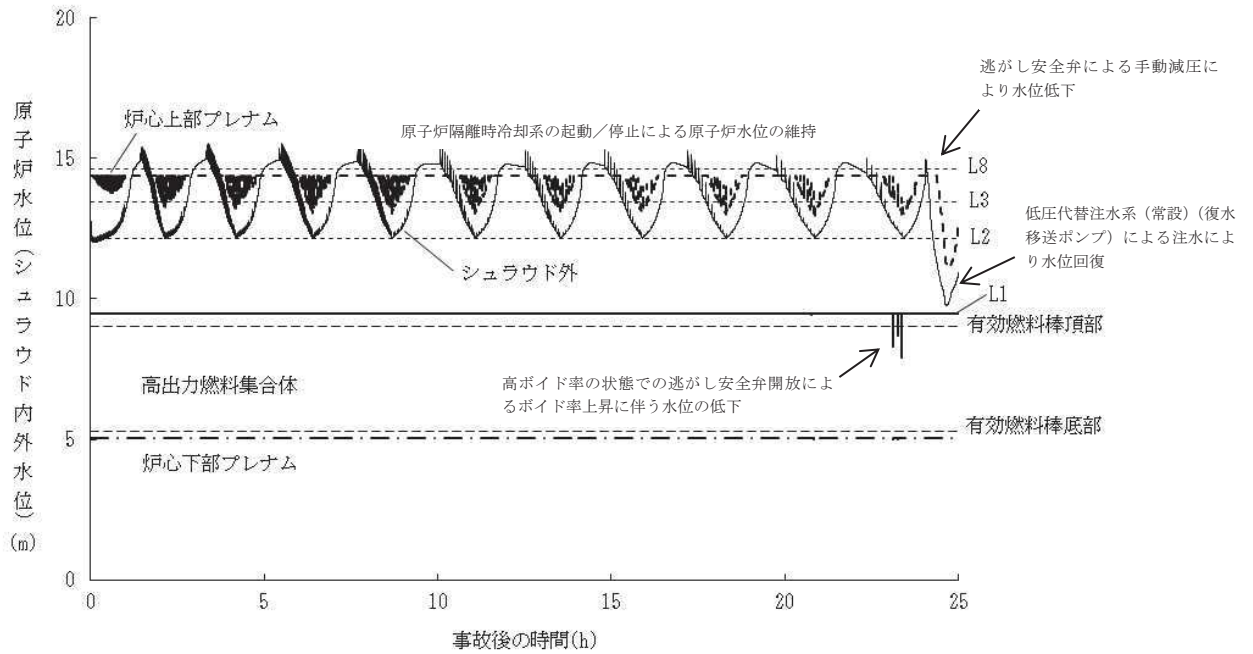
第 2.3.1.5 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗」の作業と所要時間



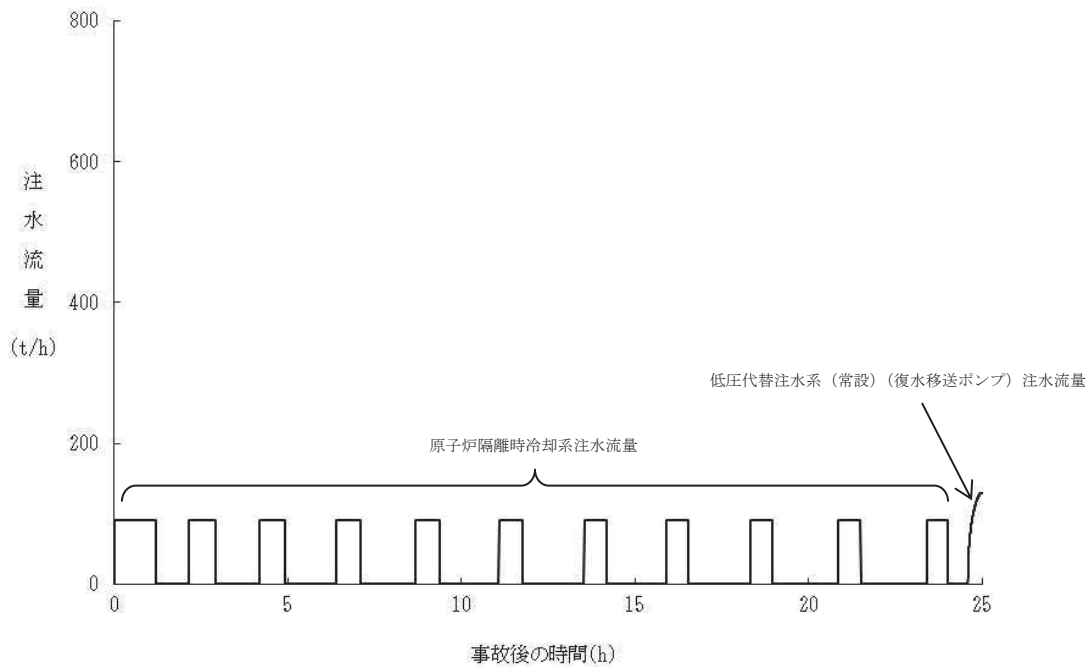
第 2. 3. 1. 6 図 原子炉圧力の推移



第 2. 3. 1. 7 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移

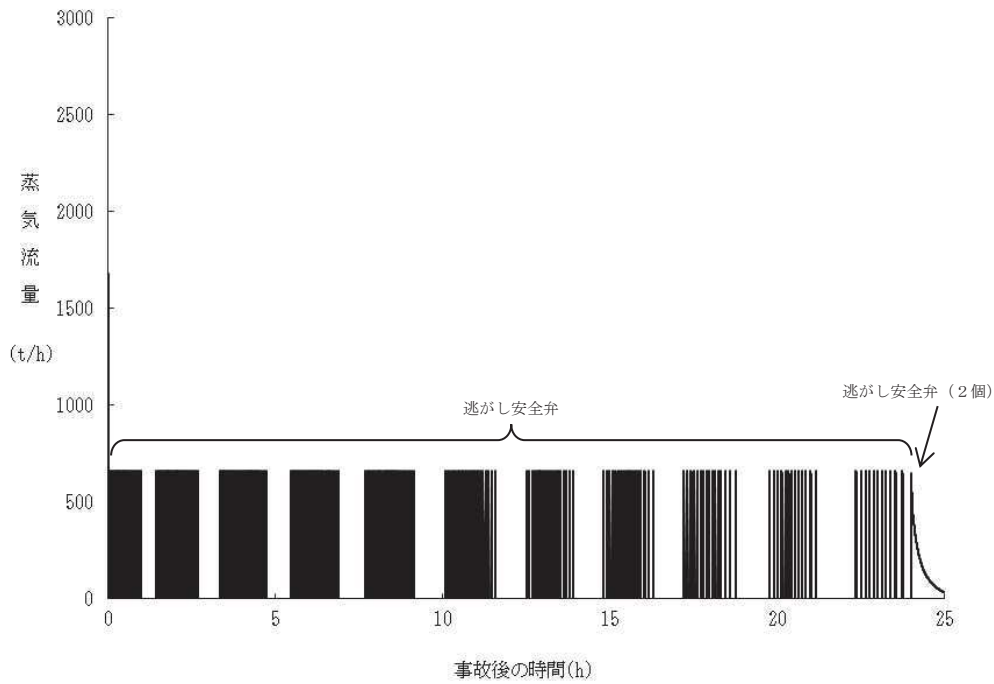


第 2.3.1.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

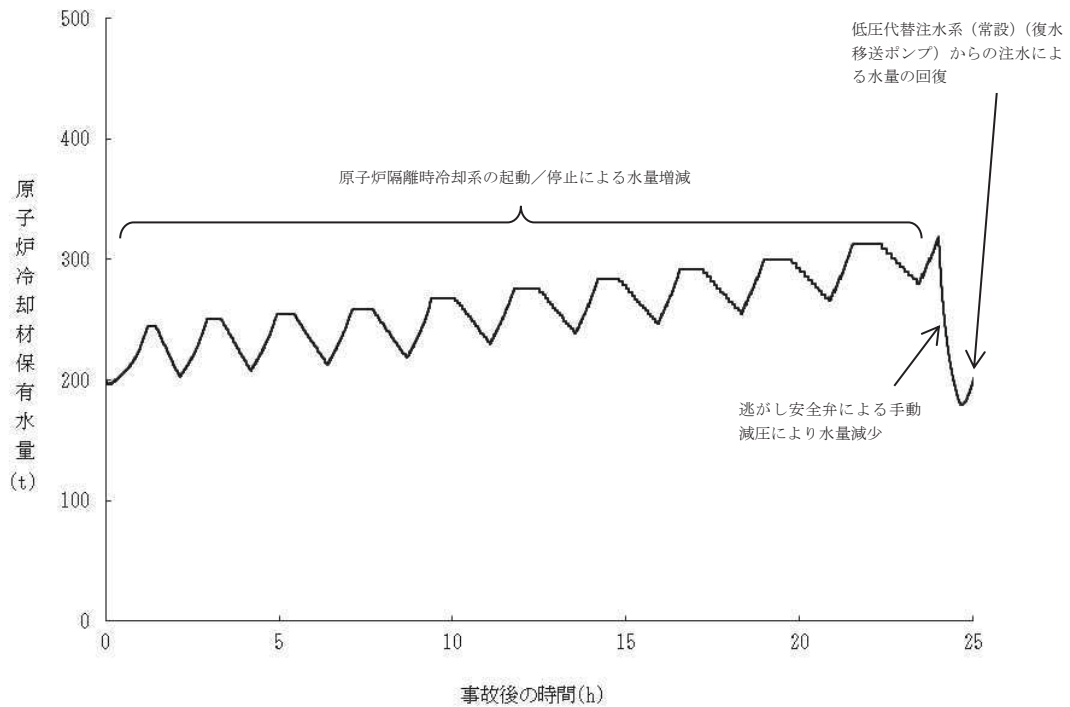


第 2.3.1.9 図 注水流量の推移

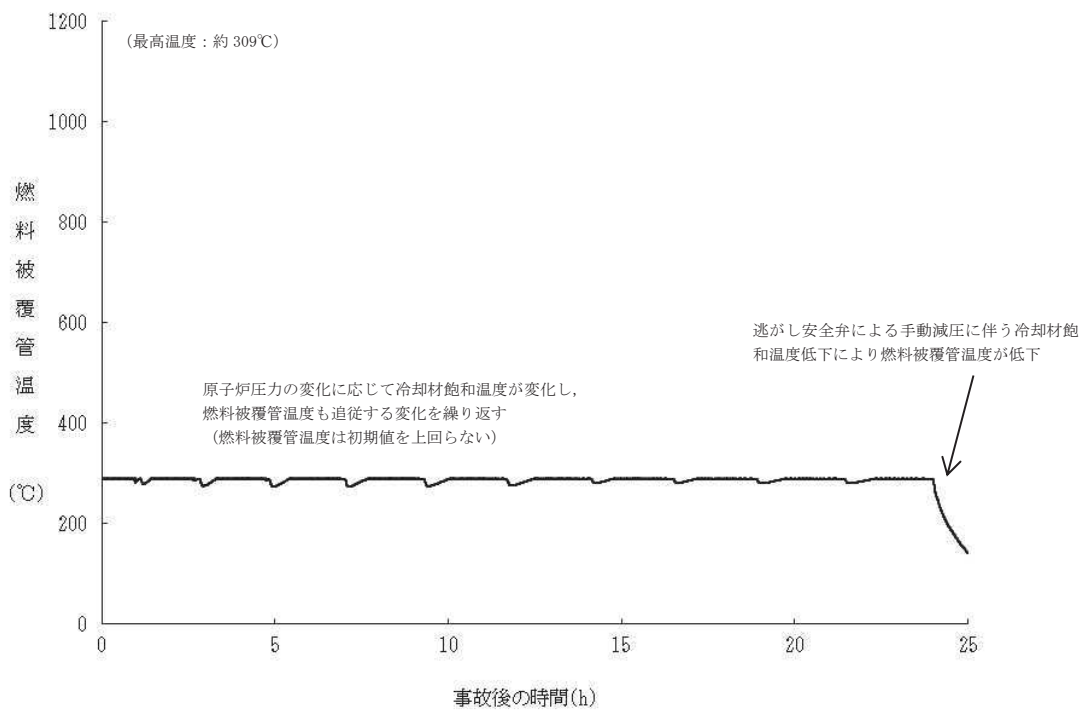




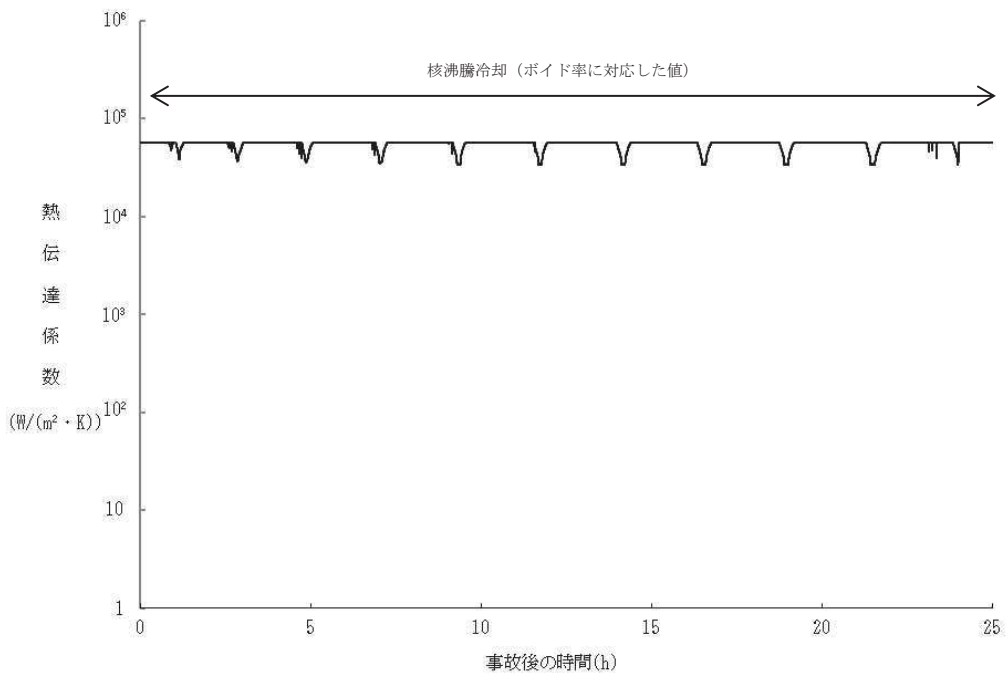
第 2.3.1.10 図 逃がし安全弁の蒸気流量の推移



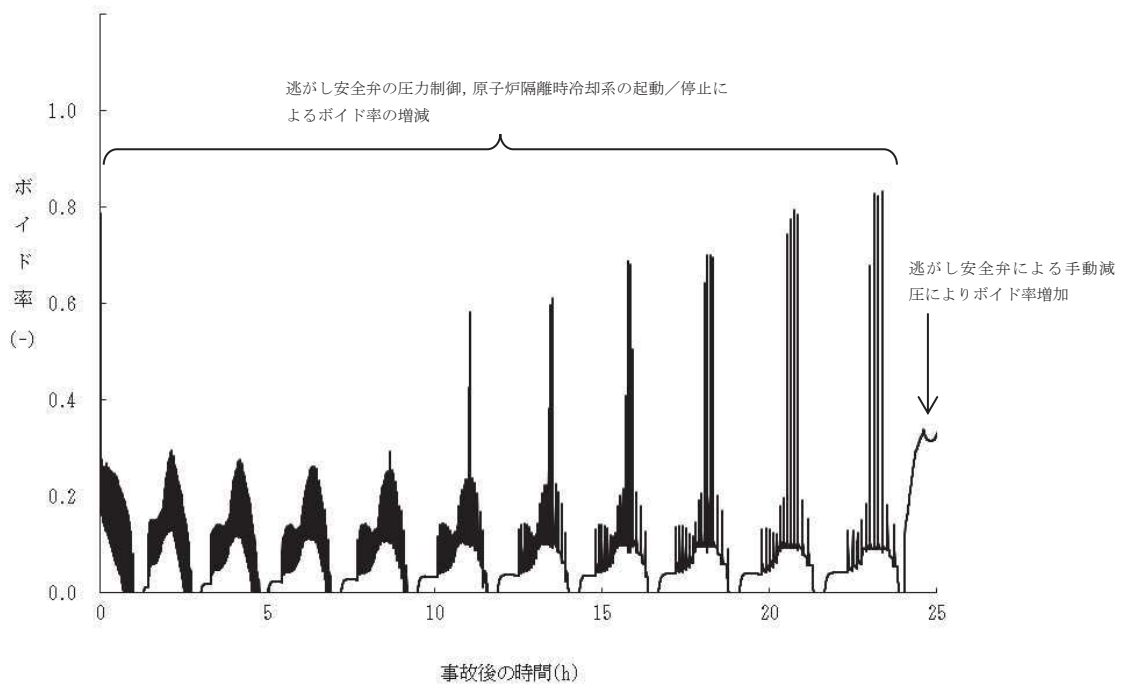
第 2.3.1.11 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移



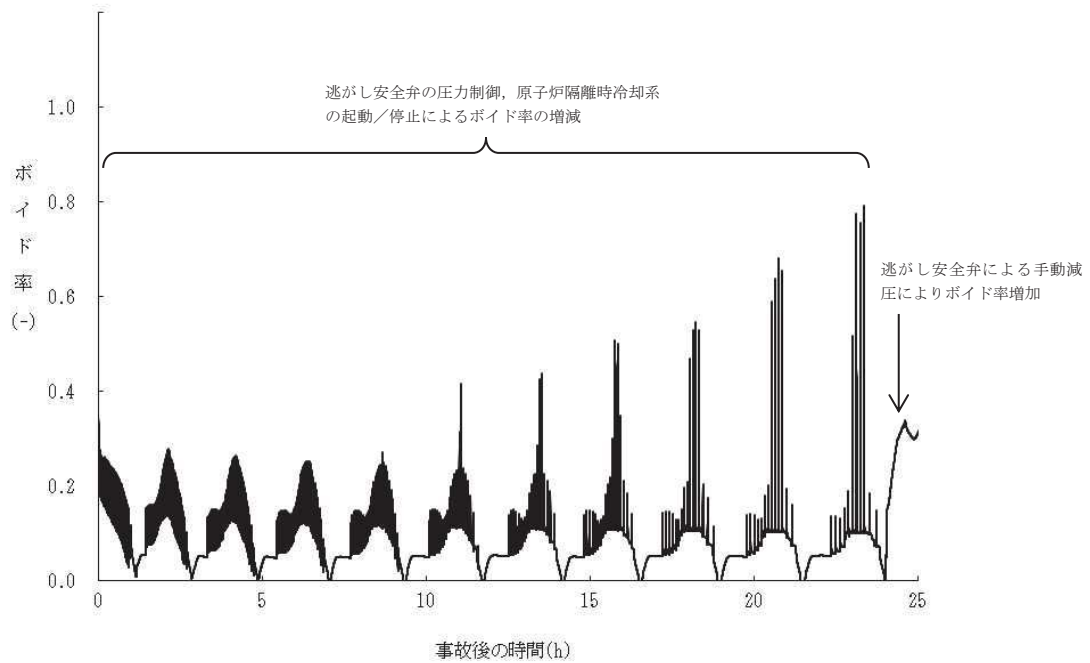
第 2. 3. 1. 12 図 燃料被覆管温度の推移



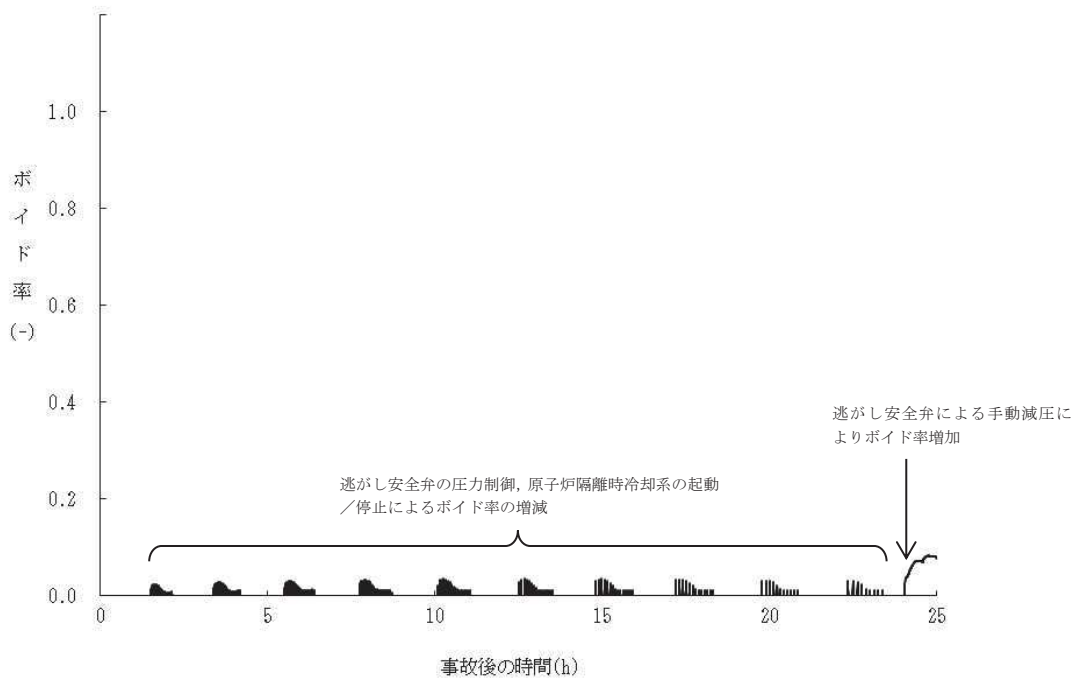
第 2. 3. 1. 13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数



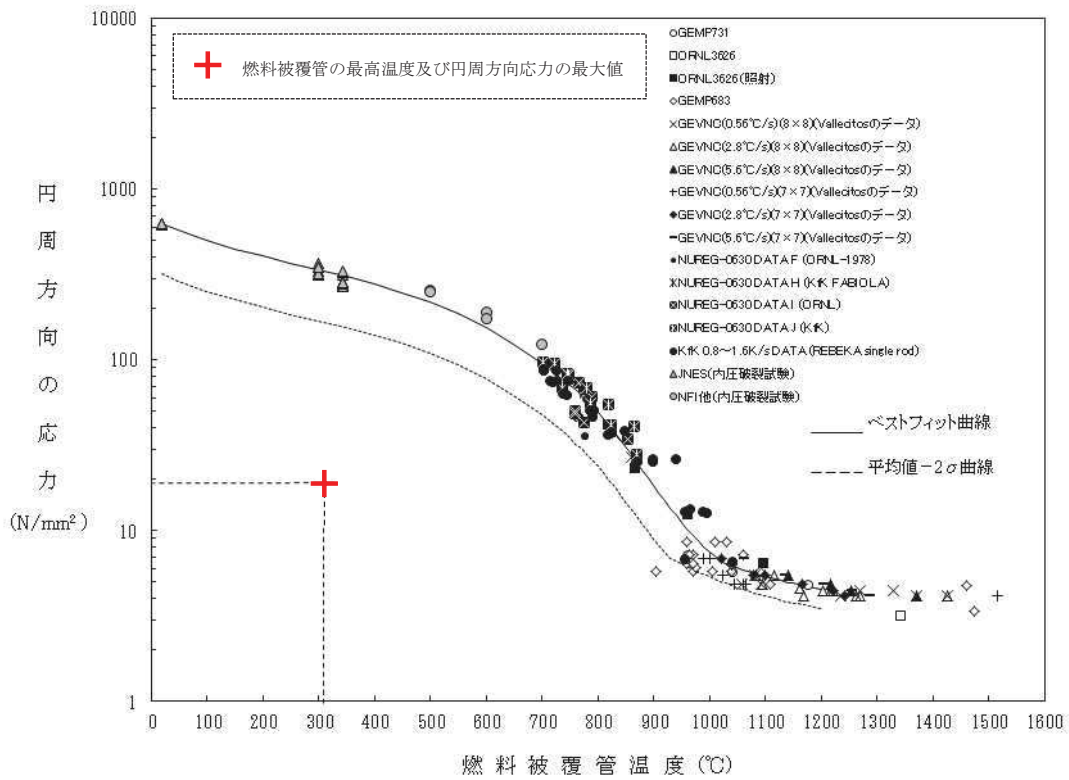
第 2.3.1.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



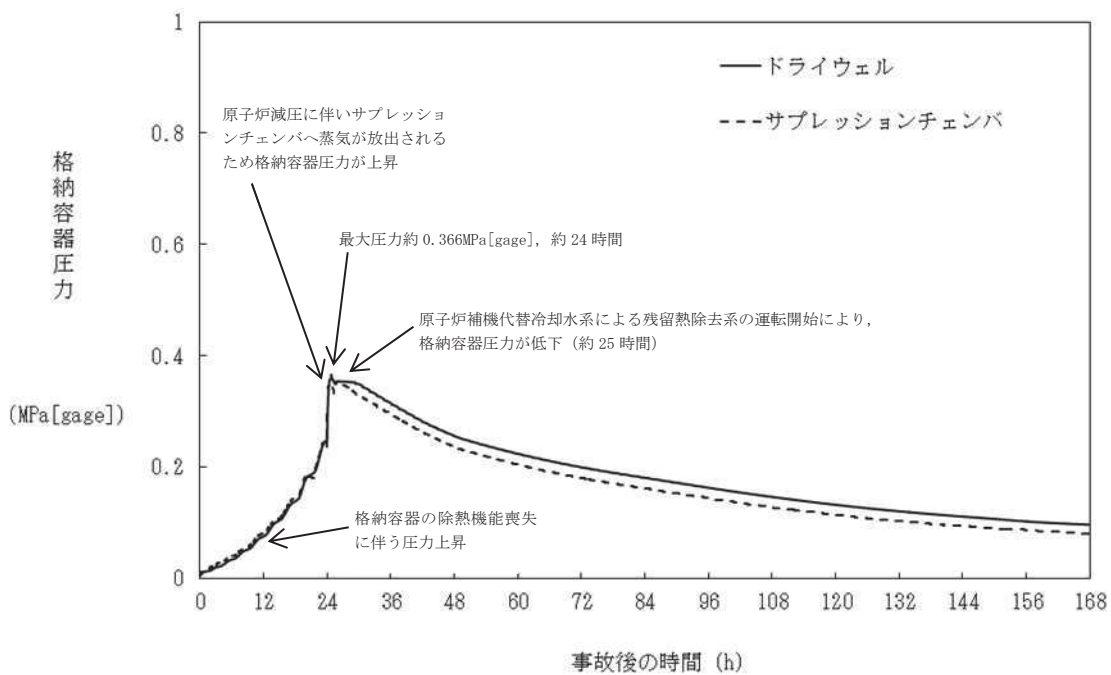
第 2.3.1.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



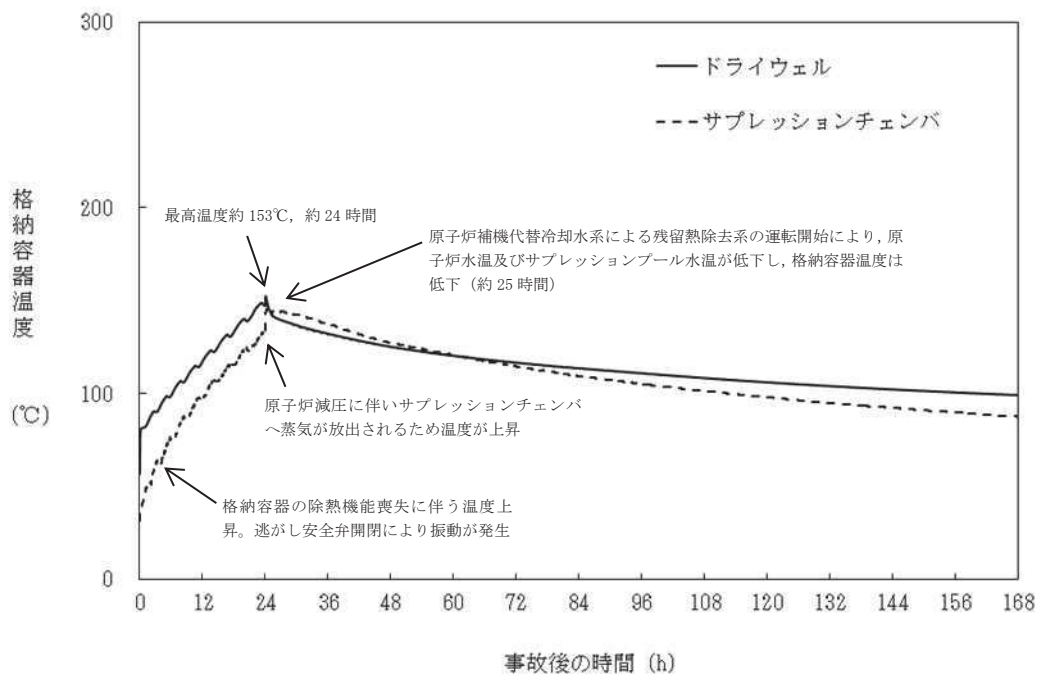
第 2.3.1.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



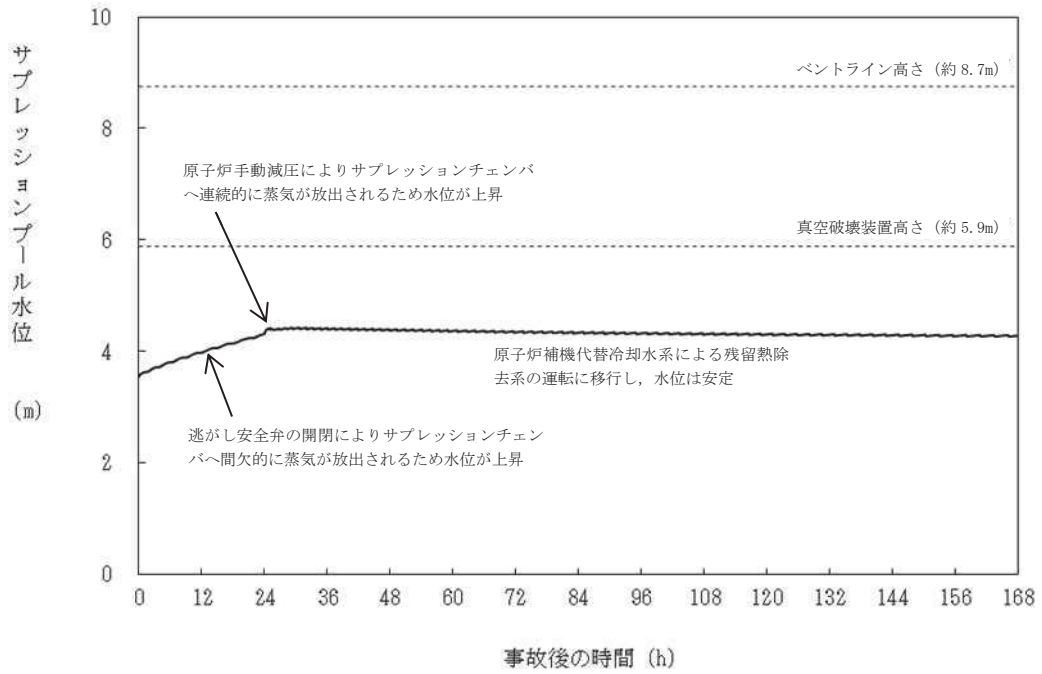
第 2.3.1.17 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



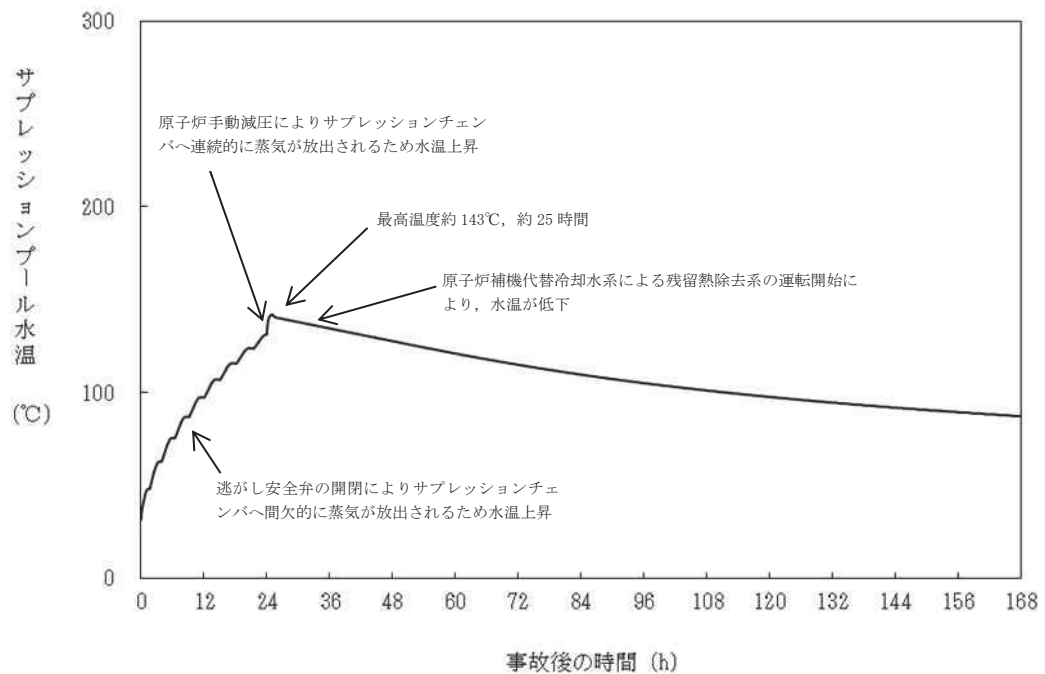
第 2. 3. 1. 18 図 格納容器圧力の推移



第 2. 3. 1. 19 図 格納容器温度の推移



第 2.3.1.20 図 サプレッションプール水位の推移



第 2.3.1.21 図 サプレッションプール水温の推移

第 2.3.1.1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+HPCS失敗」の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
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等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	所内常設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、以降原子炉水位低（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】 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 復水貯蔵タンク水位
高压代替注水系による原子炉注水	・高压注水機能喪失確認後、高压代替注水系を手動起動し、原子炉水位を回復する。	高压代替注水系ポンプ 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 高压代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
直流電源負荷切り離し	・原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、直流負荷の切り離しを実施し24時間にわたって直流電源の供給を行う	所内常設蓄電式直流電源設備	—	—
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、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び復水移送ポンプを手動起動し、中央制御室にて逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 逃がし安全弁 ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉圧力 復水移送ポンプ出口圧力
低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水	・原子炉急速減圧により、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると、原子炉への注水が開始される。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 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉水位 原子炉圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転	・原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、残留熱除去系によるサブプレッション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（サブプレッションプール水冷却モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッションプール水温度

【 】：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 2.3.1.1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+HPCS失敗」の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
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。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</li> </ul>	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 ガスタービン発電設備 軽油タンク 軽油タンク 【サブプレッションチェンバ】	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位

【 】：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

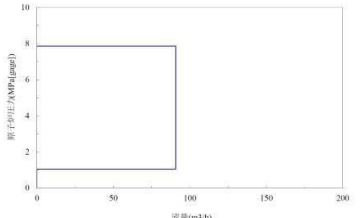
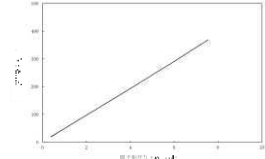
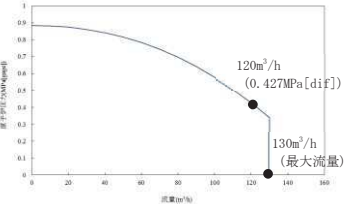
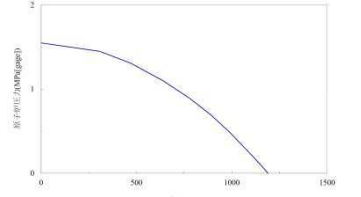
第 2.3.1.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗）（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+133cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A型)	—
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の上限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	格納容器温度（ドライウエル）	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値として設定	
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定	

第 2.3.1.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗）（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	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	原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

第 2.3.1.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗）（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	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06 秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa[gage]において）	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 個, 367t/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 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	120m <sup>3</sup> /h（ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa[dif]において）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 1 台による注水特性〉 
	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）	熱交換器 1 基当たり約 16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h（0.14MPa [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 〈ポンプ 1 台当たりの注水特性〉 
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃, 海水温度 26℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定

第 2.3.1.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗）（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操作	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
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生 25 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル3～レベル8）が継続的に可能な条件として設定

## 蓄電池による給電時間評価結果について

直流電源設備として、所内常設蓄電式直流電源設備（125V 蓄電池 2A 及び 125V 蓄電池 2B）及び常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池及び 250V 蓄電池）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、125V 直流主母線盤 2A に接続されており、125V 蓄電池 2A 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、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切り離しを行う。さらに、電源供給開始から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切り離しを行い、電源供給開始から 24 時間にわたり原子炉隔離時冷却系による原子炉への注水を継続する。

上記運転方法を含めた負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量が約 7,077Ah であることに対し、125V 蓄電池 2A の容量が 8,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたり原子炉隔離時冷却系による原子炉への注水を継続することが可能である。

高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、125V 直流主母線盤 2B-1 に接続されており、125V 直流主母線盤 2B を経由して 125V 蓄電池 2B 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、高圧代替注水系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切り離しを行う。さらに、電源供給開始から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切り離しを行い、電源供給開始から 24 時間にわたり高圧代替注水系による原子炉への注水を継続する。

上記運転方法を含めた負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量が約 4,846Ah であることに対し、125V 蓄電池 2B の容量が 6,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたり高圧代替注水系による原子炉への注水を継続することが可能である。

直流駆動低圧注水系の直流駆動低圧注水ポンプは、250V 直流主母線盤に接続されており、250V 蓄電池より給電される。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、直流駆動低圧注水ポンプが起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切り離しを行い、電源供給開始から 24 時間にわたり直流駆動低圧注水ポンプによる原子炉への注水を継続する。

上記運転方法に必要な蓄電池容量が、約 5,668Ah であることに対し、250V 蓄電池の容量が 6,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたり直流駆動低圧注水ポンプによる原子炉への注水を継続することが可能である。

なお、直流駆動低圧注水系の直流駆動低圧注水ポンプ以外の運転操作に係る負荷は、125V 直流主母線盤 2A-1 に接続されており、125V 直流主母線盤 2A を経由して 125V 蓄電池 2A より給電される。この負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量は、125V 蓄電池 2A の必要な蓄電池容量約 7,077Ah に含まれている。

(1) 所内常設蓄電式直流電源設備仕様

名称：125V 蓄電池 2A  
 型式：制御弁式鉛蓄電池  
 容量：8,000Ah  
 設置場所：制御建屋 [ ]  
 制御建屋 [ ]  
 制御建屋 [ ]

名称：125V 蓄電池 2B  
 型式：制御弁式鉛蓄電池  
 容量：6,000Ah  
 設置場所：制御建屋 [ ]

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：250V 蓄電池  
 型式：制御弁式鉛蓄電池  
 容量：6,000Ah  
 設置場所：制御建屋 [ ]

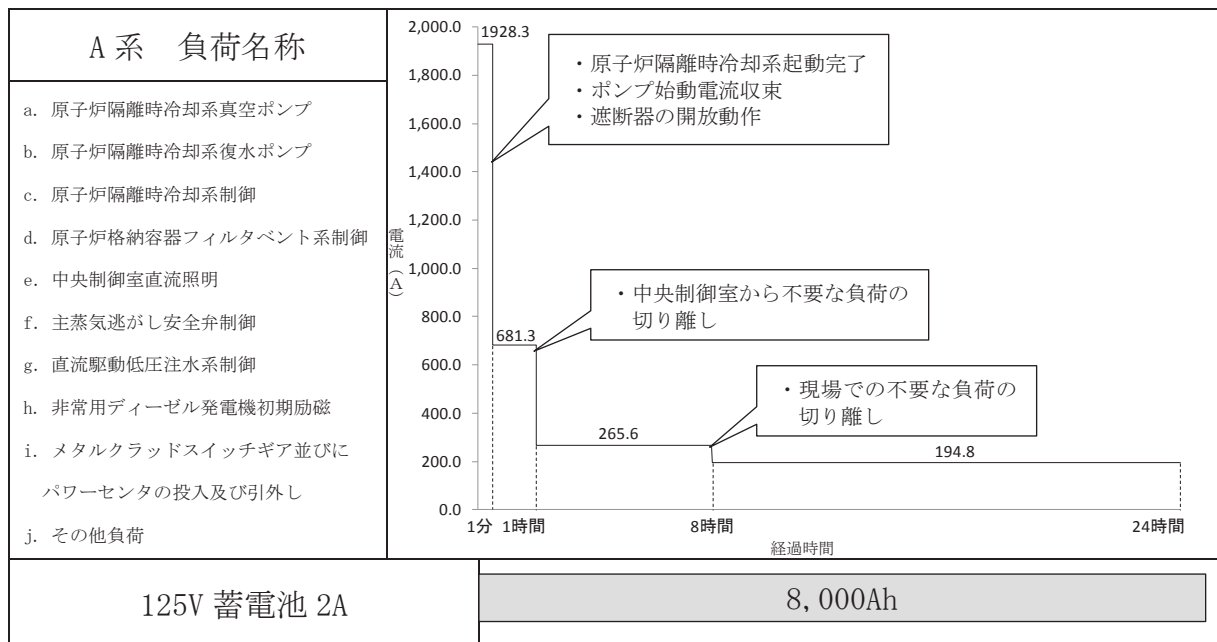


図1 125V 蓄電池 2A 負荷曲線

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

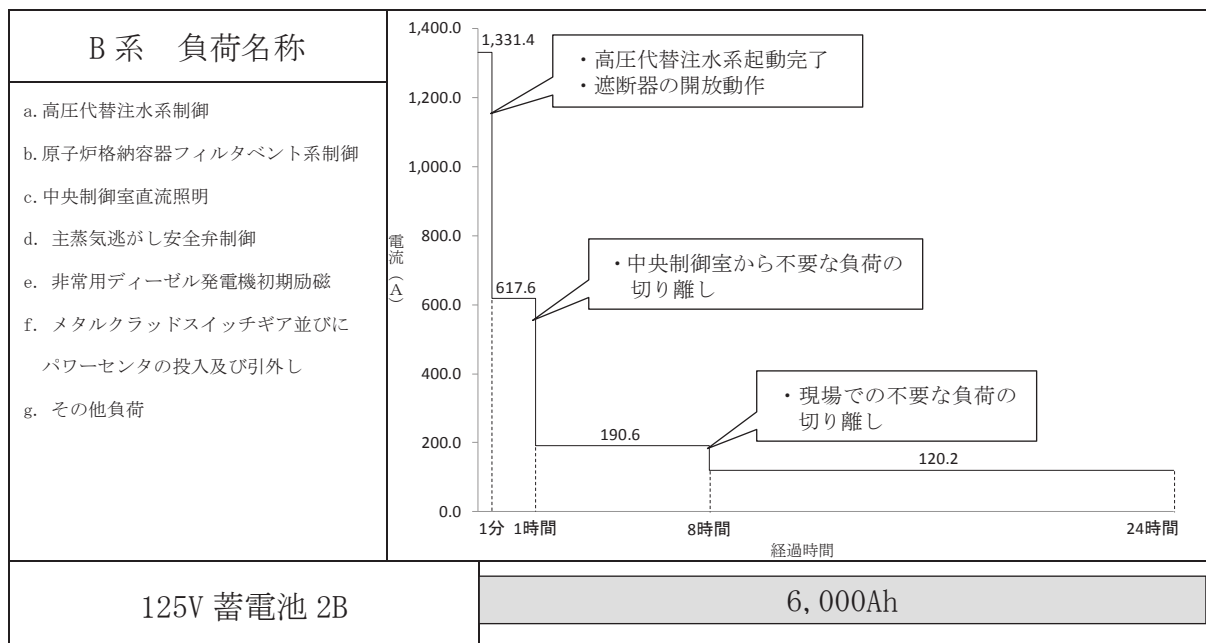


図2 125V 蓄電池 2B 負荷曲線

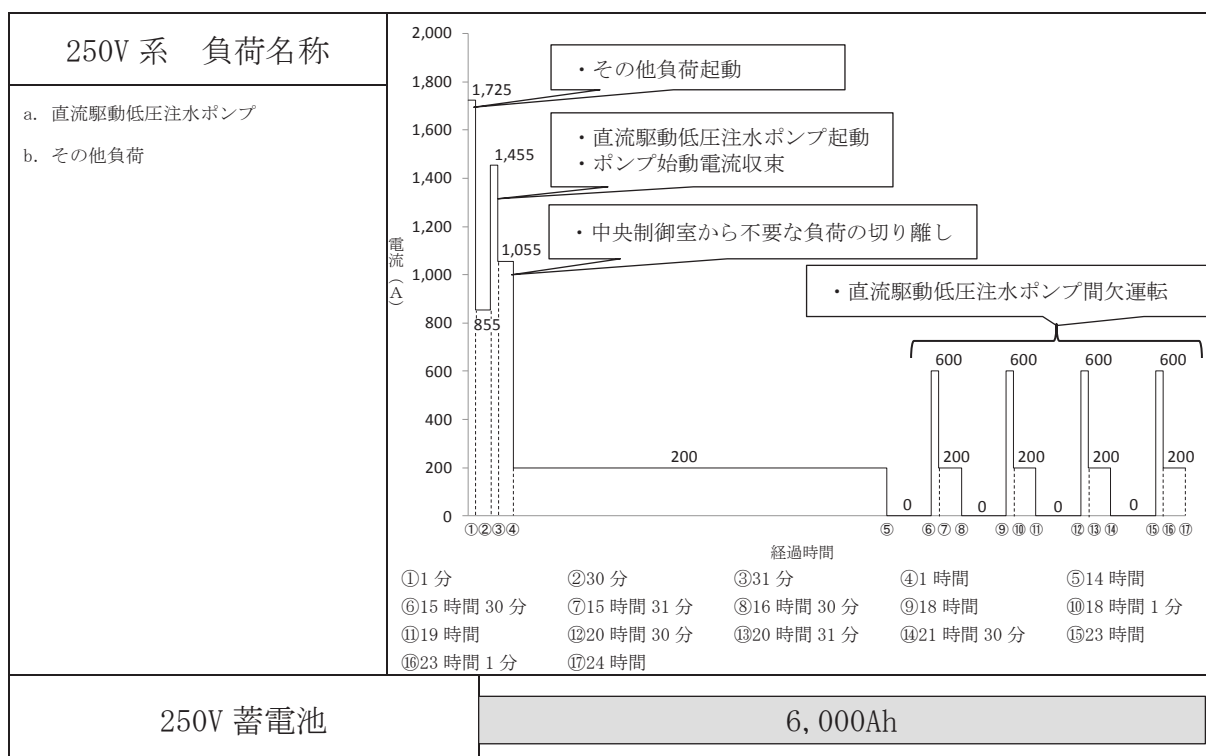
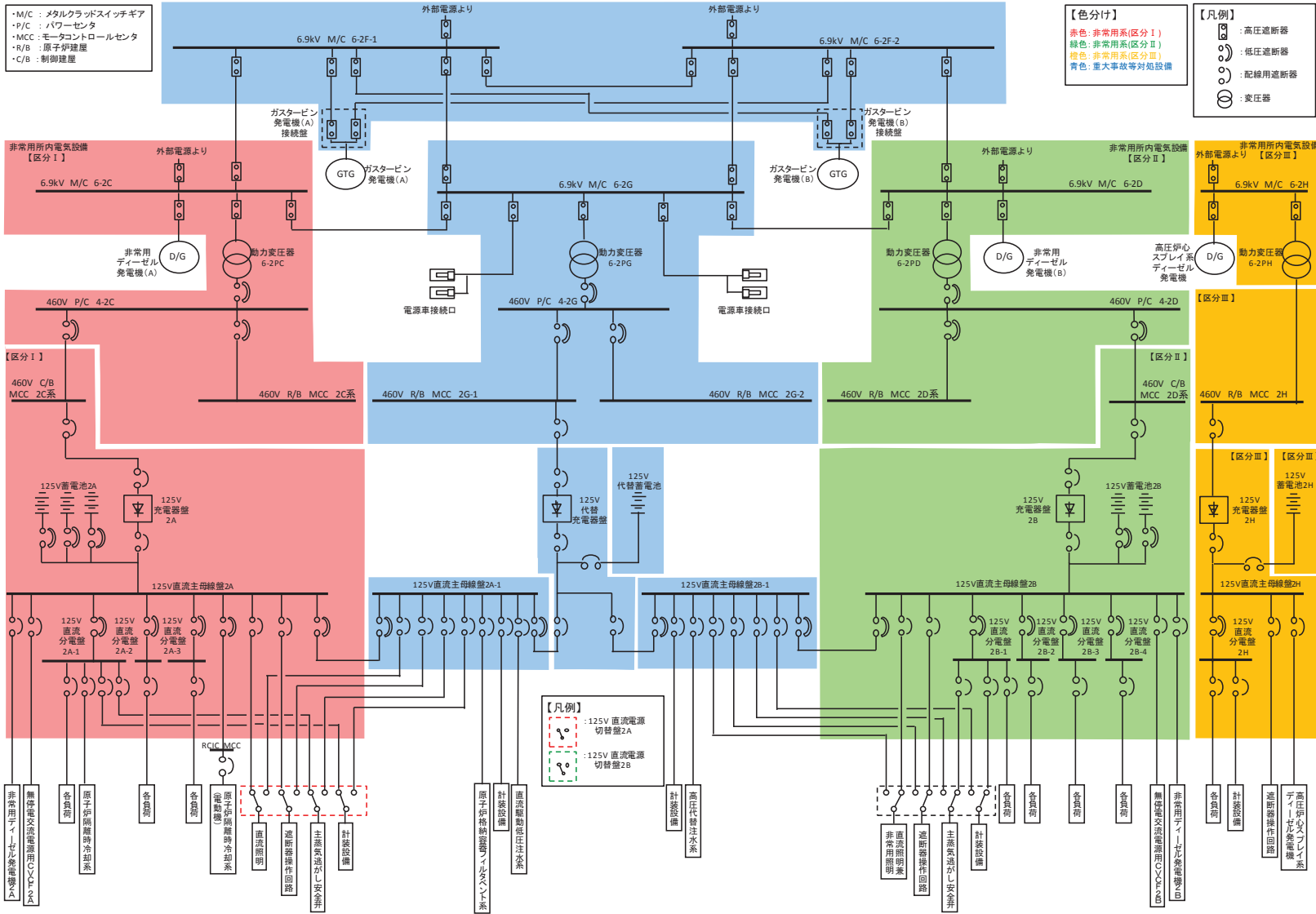


図3 250V 蓄電池 負荷曲線





- ・M/C : メタルクラッドスイッチギア
- ・P/C : パワーセンタ
- ・MCC : モータコントロールセンタ
- ・R/B : 原子炉建屋
- ・C/B : 制御建屋

- 【色分け】
- 赤色: 非常用系(区分Ⅰ)
  - 緑色: 非常用系(区分Ⅱ)
  - 黄色: 非常用系(区分Ⅲ)
  - 青色: 重大事故等対処設備

- 【凡例】
- : 高圧遮断器
  - : 低圧遮断器
  - ⊖: 配線用遮断器
  - ⊕: 変圧器

図 4 直流電源単線結線図 (125V 系統)

添付 2.3.1.1-4

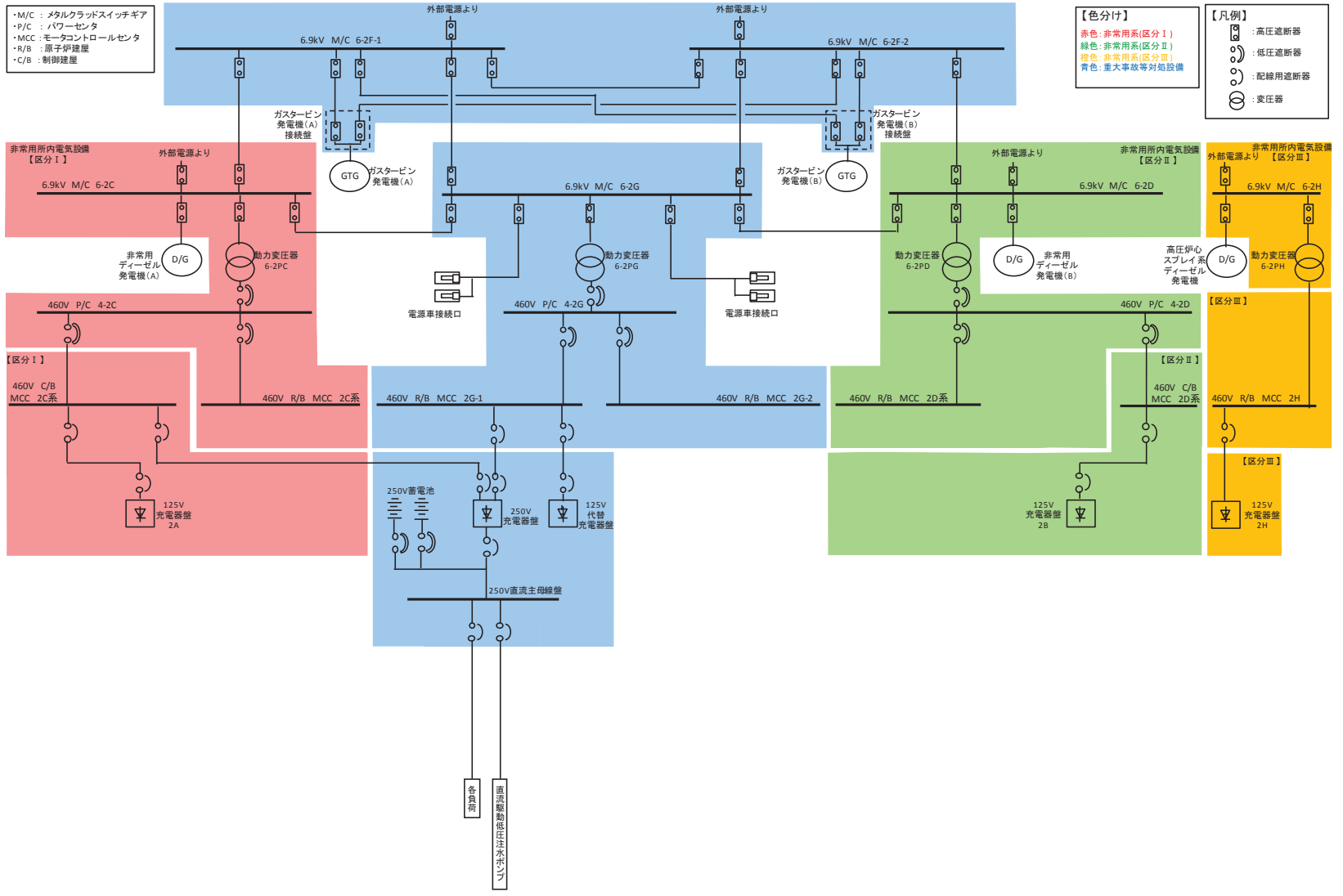


図 5 直流電源単線結線図 (250V 系統)

全交流動力電源喪失後 24 時間の原子炉隔離時冷却系の  
運転継続の妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗において、全交流動力電源喪失（以下、「SBO」という。）後 24 時間の間に、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。

SBO 後 24 時間の RCIC の運転継続のために必要な設備は、計測制御設備のほか、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機であり、直流電源設備より給電され、その容量は「添付資料 2.3.1.1」にて確認している。図 1 に RCIC の系統構成の概略を示す。事故時には直流電源設備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 ポンプ設置場所である RCIC タービンポンプ室（以下、「RCIC 室」という。）の温度上昇が RCIC の運転継続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、SBO 後 24 時間の RCIC の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この機能に期待することは妥当と考える。

＊ 制約要因と整理した項目の抽出方法について

「原子力発電所における全交流動力電源喪失事象について（平成5年6月11日，原子力安全委員会 原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流動力電源喪失事象検討ワーキンググループ）」において，以下の7項目がRCIC等の運転継続の制約となりうる旨，記載されている。

- ①主蒸気供給圧力
- ②蓄電池容量
- ③水源容量
- ④RCIC 室温度
- ⑤中央制御室温度
- ⑥サブプレッションプール水温度
- ⑦ドライウェル雰囲気温度

このうち①～③及び⑦については，解析結果や他の添付資料により運転継続の制約とならないことを確認していることから，④～⑥である「RCIC 室温度」，「中央制御室温度」及び「サブプレッションプール水温度」を制約要因として抽出した。

また，福島第一原子力発電所事故において，3号機で運転継続していたRCICが，S/C圧力上昇に伴いトリップしたとされていることから，「S/C 圧力」についても，制約要因として追加した。

（東京電力株式会社，福島原子力事故における未確認・未解明事項の調査・検討結果～第2回進捗報告～（2014年8月6日））

表 1 RCIC 運転継続の影響評価(1/2)

RCIC 運転継続 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タンク（以下、「CST」という。）である。第二水源である S/C に自動で水源が切り替わることはなく、SBO 時において S/C のプール水を RCIC ポンプの水源として使用しない。したがって、 <u>S/C のプール水の水温上昇が RCIC 運転継続に与える影響はない。</u> なお、CST は淡水貯水槽の水を大容量送水ポンプ(タイプ I)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 294kPa[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、事象発生後 24 時間における S/C 圧力は、250kPa[gage]未満 <sup>*1</sup> 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 運転継続に与える影響はない。</u> なお、RCIC の運転継続のため、SBO 時にはタービン排気圧力高トリップインターロックを除外する運転手順としている
中央制御室の温度 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、中央制御室の温度が 40℃を超える可能性が考えられる	中央制御室内の制御盤等からの発熱と中央制御室躯体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 39℃（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>*2</sup> を下回る。したがって、 <u>中央制御室の温度上昇が RCIC 運転継続に与える影響はない</u>

※1 タービン排気ラインの RCIC ラプチャーディスク破壊設定圧力は約 980kPa[gage]であり、S/C 圧力上昇の影響を受けない。

※2 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 運転継続の影響評価(2/2)

RCIC 運転継続 制約要因	概要	評価
RCIC 室の温度上昇	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、66°C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 ポンプ室の温度が 66°Cを超える可能性が考えられる	RCIC 室の室内の発熱と RCIC 室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の RCIC ポンプ室の最高温度は約 59°C (補足資料参照) と評価され、RCIC の設計上想定している環境温度の上限値である 66°Cを下回る。したがって、 <u>RCIC 室の温度上昇が RCIC 運転継続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

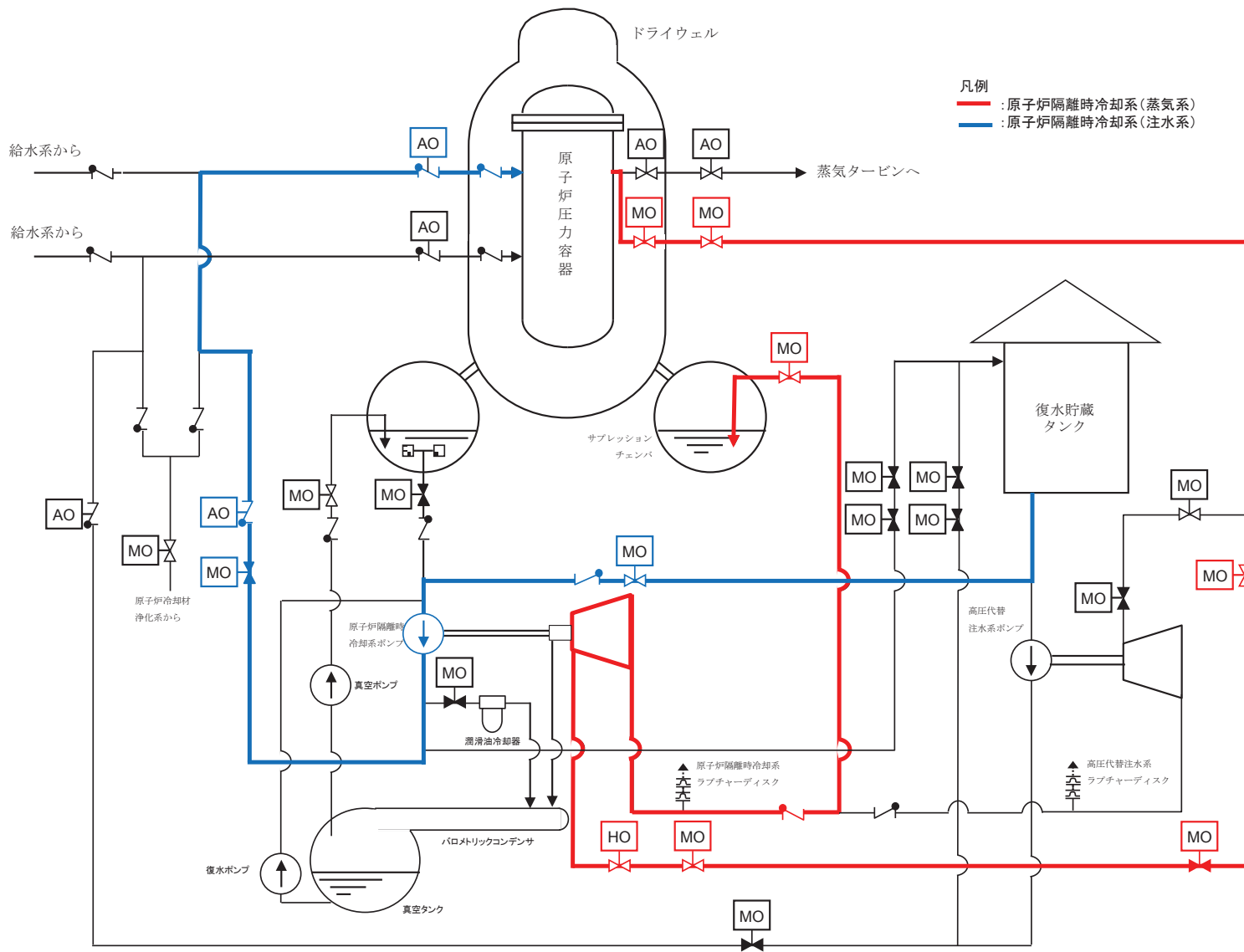


図1 RCIC 系統概要図

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. 評価の流れ

SBO 時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象室の温度変化は、機器や配管等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、評価対象室の温度は上昇し始め、室温が評価対象室躯体の温度以上になれば評価対象室から躯体への放熱が始まり、室温の上昇は抑制される。

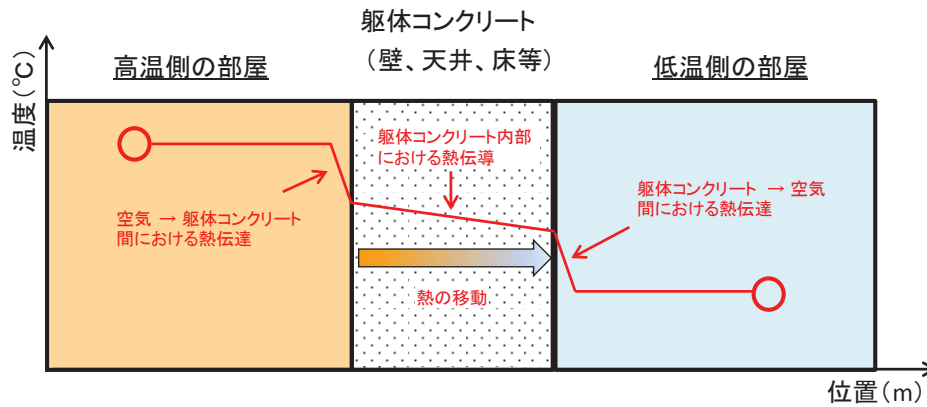


図 1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図



## 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	26.0/40.0℃
RHR ポンプ (A) 室	65.0℃
CUW 再生熱交換器室	50.0℃
屋外	28.5℃
屋上	37.0℃
地中	12.0℃
- ・壁—空気の熱伝達率<sup>※1</sup>：0 ～3.0W/m<sup>2</sup>K  
 [出典：日本機械学会 伝熱工学資料 第5版]  
 ※1 各壁面についての自然対流熱伝達率を設定
- ・コンクリートの熱伝導率：1.63W/mK  
 [出典：日本建築学会 原子炉建屋構造設計指針・同解説]

表 1 評価する部屋の条件

条件	RCIC 室	中央制御室
発熱負荷 <sup>※2</sup> [W]	10744	0～1h : 21855 1～8h : 9535 8～24h : 7295
容積 [m <sup>3</sup> ]	765	3563
室内空気の比熱 <sup>※3</sup> [J/kgK]	1007	1007
初期温度 [℃]	40	26

※2 中央制御室の熱負荷は不要な負荷の切り離しによる変化を考慮する。

※3 [出典：日本機械学会 伝熱工学資料第5版]

## 3. 評価結果

SB0 時において、事象発生から 24 時間後の RCIC 室の最高温度は約 59℃、中央制御室の最高温度は約 39℃となり、設計上想定している環境温度の上限値<sup>※4</sup>を超過しないため、RCIC 運転継続に与える影響はない。

※4 RCIC 室：66℃、中央制御室：40℃

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、原子炉冷却系の過度の圧力上昇を防止するため格納容器内の主蒸気管に取付ける。排気は、排気管により、サプレッションチェンバ内のプール水面下に導き凝縮するようにする。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放するほか、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、11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、原子炉冷却系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。11個の逃がし安全弁は、すべ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、原子炉冷却系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、圧力上昇に伴いスプリングに打勝って自動開放されることにより、原子炉冷却系の最も苛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する。11個の逃がし安全弁は、すべ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、ECCS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、中小破断事故時に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の早期の注水を促す。11個の逃がし安全弁のうち、6個がこの機能を有している。

## (4) その他機能

原子炉停止後、熱除去源としての主復水器が何らかの原因で使用不能の場合に、残留熱及び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。

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)

吹き出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.37	2	356	D, K
7.44	3	360	B, F, G
7.51	3	363	C, H, J
7.58	3	367	A, E, L

(安全弁機能の吹き出し圧力)

吹き出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.79	2	388	D, K
8.10	3	405	B, F, G
8.17	3	408	C, H, J
8.24	3	411	A, E, L

※：囲み文字は自動減圧機能付の逃がし安全弁を示す。

## 2. 逃がし安全弁の作動用窒素ガス供給について

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（自動減圧機能付）及び逃がし安全弁（自動減圧機能なし）のアクキュムレータによる動作回数及びアクキュムレータの容量を示す。

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）

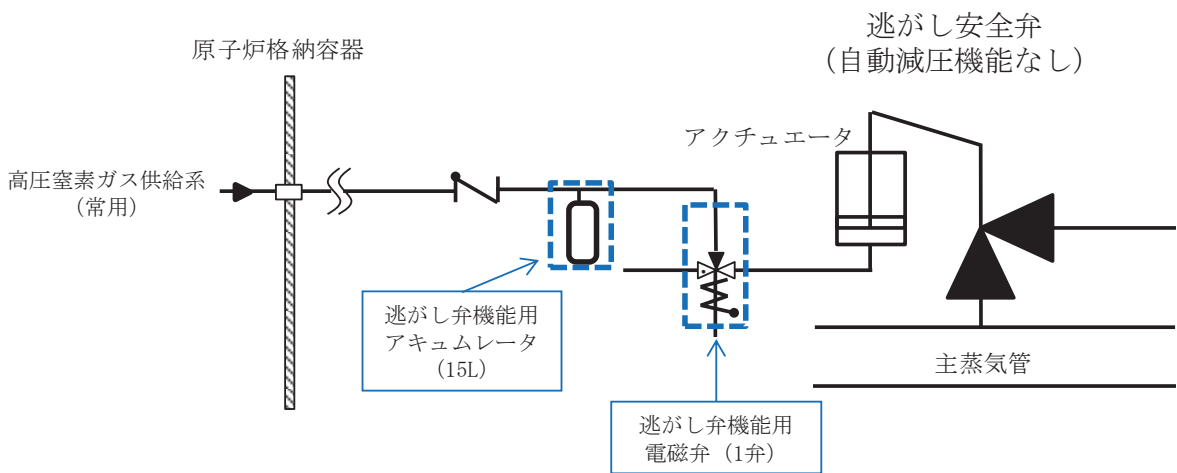
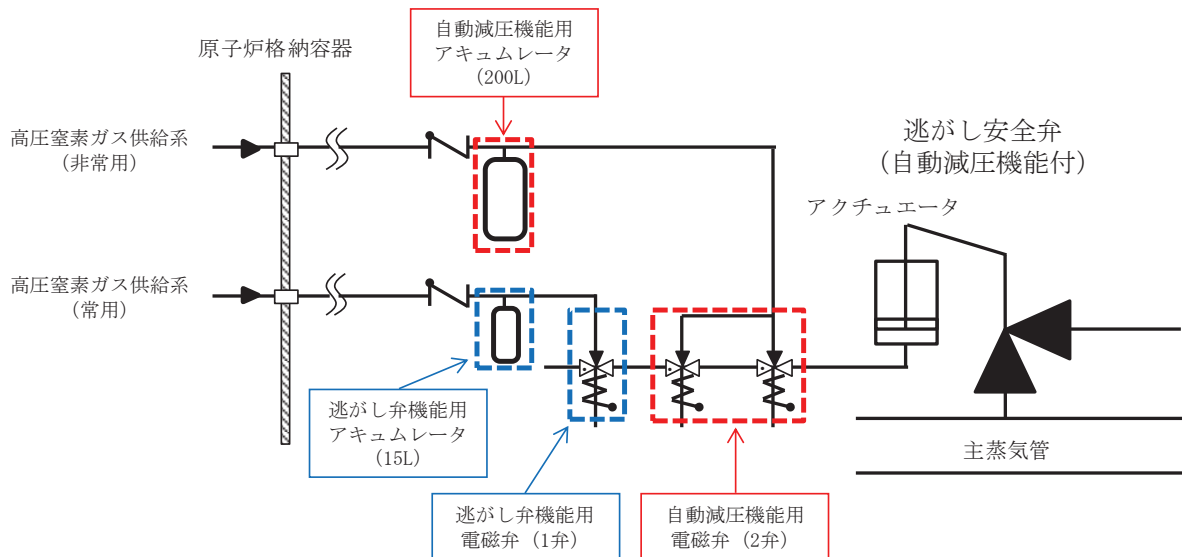
	動作回数	使用する アクキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (自動減圧機能付)	1回 (ドライウエル圧力 241kPa[gage]) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力 13.7kPa[gage]以下)	自動減圧機能用 アクキュムレータ (200L)	図1参照
	1回 (ドライウエル通常圧力 13.7kPa[gage]以下)	逃がし弁機能用 アクキュムレータ (15L)	
逃がし安全弁 (自動減圧機能なし)	1回 (ドライウエル通常圧力 13.7kPa[gage]以下)	逃がし弁機能用 アクキュムレータ (15L)	図2参照

逃がし安全弁のアクチュエータへ窒素を供給する設備は、高圧窒素ガス供給系（常用）及び高圧窒素ガス供給系（非常用）で構成する。高圧窒素ガス供給系（常用）は、減圧弁等で構成し、窒素は原子炉格納容器調気系より供給する。高圧窒素ガス供給系（非常用）は、減圧弁等で構成し、独立したA系及びB系の2系列からなり、窒素は高圧窒素ガスポンベから供給する。また、高圧窒素ガス供給系（常用）と高圧窒素ガス供給系（非常用）の間には連絡弁を設け、通常時は、高圧窒素ガス供給系（非常用）へも高圧窒素ガス供給系（常用）を經由して原子炉格納容器調気系から窒素ガスを供給する。図3に系統概要図を示す。

LOCA 後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（自動減圧機能付）のアクチュエータに対し、窒素を供給する。このとき高圧窒素ガス供給系（常用）が健全であれば高圧窒素ガス供給系（常用）から窒素を供給するが、高圧窒素ガス供給系（常用）が機能を喪失した場合は、高圧窒素ガス供給系（非常用）の圧力低下の信号により連絡弁を閉じ、高圧窒素ガス供給系（非常用）の高圧窒素ガスポンベより窒素を供給する。

また、重大事故等時に格納容器内の圧力が格納容器の最高使用圧力（1 Pd（427kPa[gage]））を超えて上昇した場合、逃がし安全弁（自動減圧機能付）の空気シリンダに背圧が作用し高圧窒素ガス供給系（非常用）の窒素ガス供給圧力が不足する可能性がある。このような場合において、格納容器圧力が最高使用圧力の2

倍（2Pd（854kPa[gage]））まで、逃がし安全弁（自動減圧機能用）のうち4弁（うち2弁予備）を動作させることができる代替高圧窒素ガス供給系を使用する。代替高圧窒素ガス供給系は、減圧弁等で構成し、独立したA系及びB系の2系列からなり、窒素ガスは高圧窒素ガスボンベから供給する。図4に系統概要図を示す。



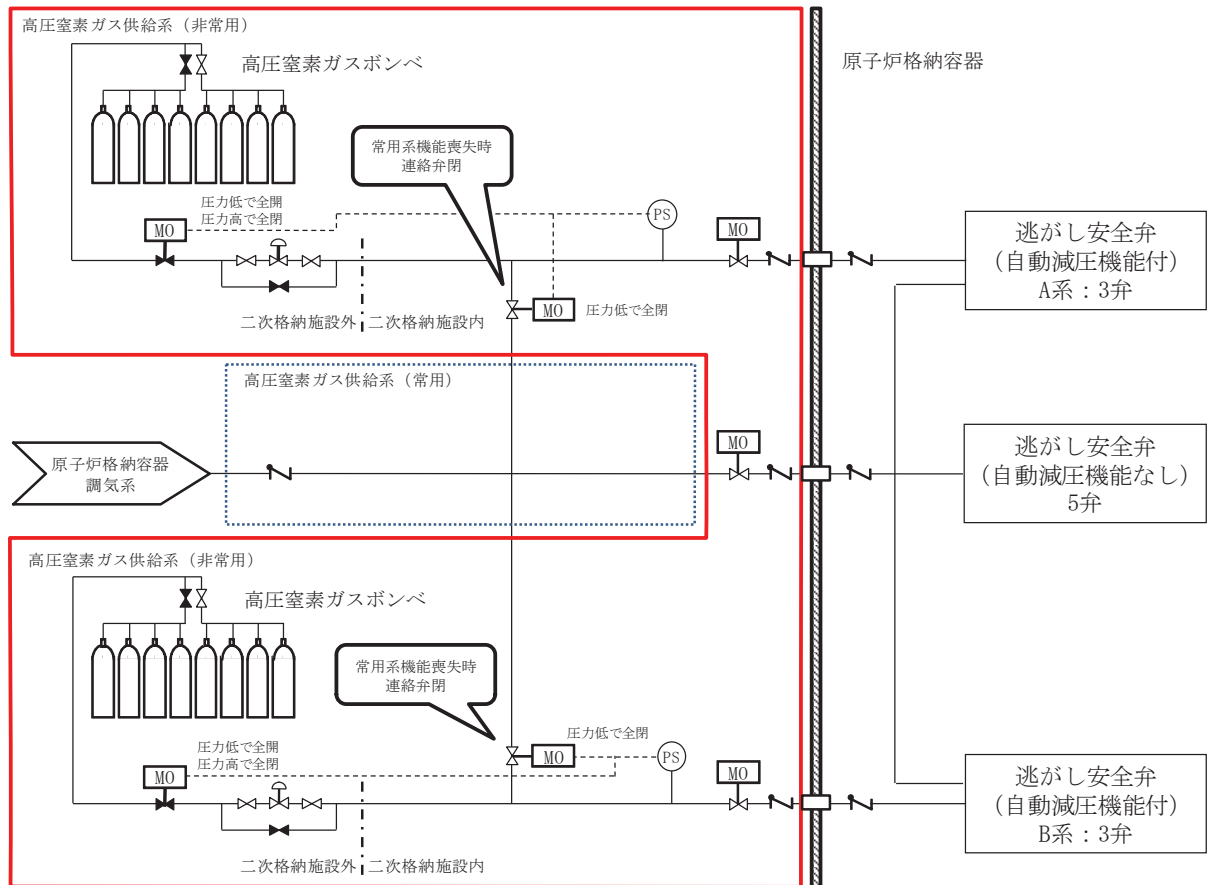


図3 高圧窒素ガス供給系 系統概要図

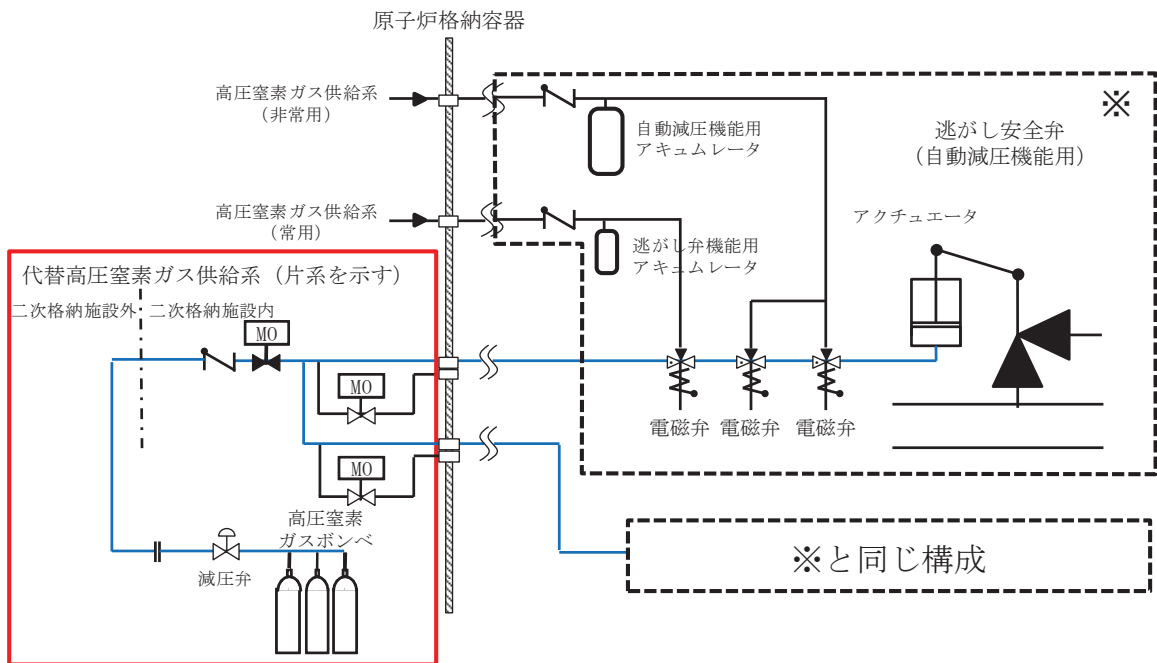


図4 代替高圧窒素ガス供給系 系統概要図

### 3. 高圧窒素ガス供給系（常用）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（7.37MPa[gage]）にて原子炉圧力を制御することを前提としている。しかしながら、原子炉格納容器調気系からの窒素供給が機能喪失し、各逃がし安全弁のアクキュムレータに窒素が供給されないまま、長期間の事故により各弁のアク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（7.79MPa[gage]）で原子炉圧力は制御されることとなる。

有効性評価においては、以下の実態の運用を考慮し、事象初期に作動する逃がし弁機能による原子炉圧力制御にて代表させている。なお、全交流動力電源喪失のような長期的な原子炉圧力制御を行うシーケンスにおいては安全弁機能による影響を確認している。

#### (1) 運転員による手動圧力制御

実態の運用としては、運転員は頻繁な逃がし安全弁の動作を回避するため、手動開操作により、逃がし安全弁を操作し、原子炉圧力を制御する。その結果として、逃がし安全弁の開放する回数が少なくなる。

#### (2) 原子炉隔離時冷却系の運転方法

有効性評価では、原子炉水位 L2～L8 制御にて原子炉隔離時冷却系起動・停止としている。実態の運用としては、原子炉隔離時冷却系の系統流量を調整することにより、起動・停止の回数が少なくなる。これにより、原子炉圧力容器内の蒸気を継続して消費することから、原子炉圧力の上昇率は抑制され、逃がし安全弁が開放する回数が少なくなる。

#### (3) 高圧窒素ガス供給系（非常用）の使用

アクキュムレータ内の窒素を消費した場合においても高圧窒素ガス供給系（非常用）を使用することによって、逃がし弁機能による圧力制御を継続・維持することも可能である。なお、高圧窒素ガス供給系（非常用）を使用した場合の逃がし安全弁の動作回数は約 1,100 回（格納容器圧力 0.427MPa[gage]にて）であり、全交流動力電源喪失における逃がし安全弁動作回数である約 800 回を上回る。

安全弁機能にて原子炉圧力を制御した場合においても、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]）以下で制御されるため問題とならない。

図5から図8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5に示すとおり、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として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、自動減圧用のアクキュムレータを用いるため、逃がし弁用のアクキュムレータ内の窒素の消費の状況に係らず操作は可能であり、逃がし安全弁の吹き出し圧力が、7.37MPa[gage]から 7.79MPa[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、燃料被覆管温度に対しても有意な影響はない。

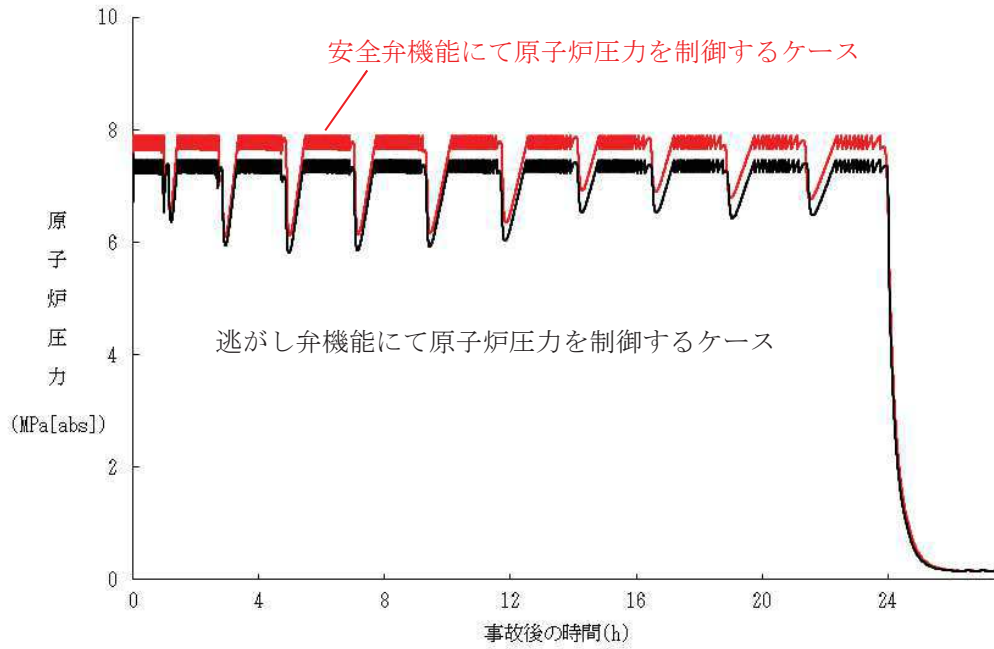


図5 原子炉圧力の変化

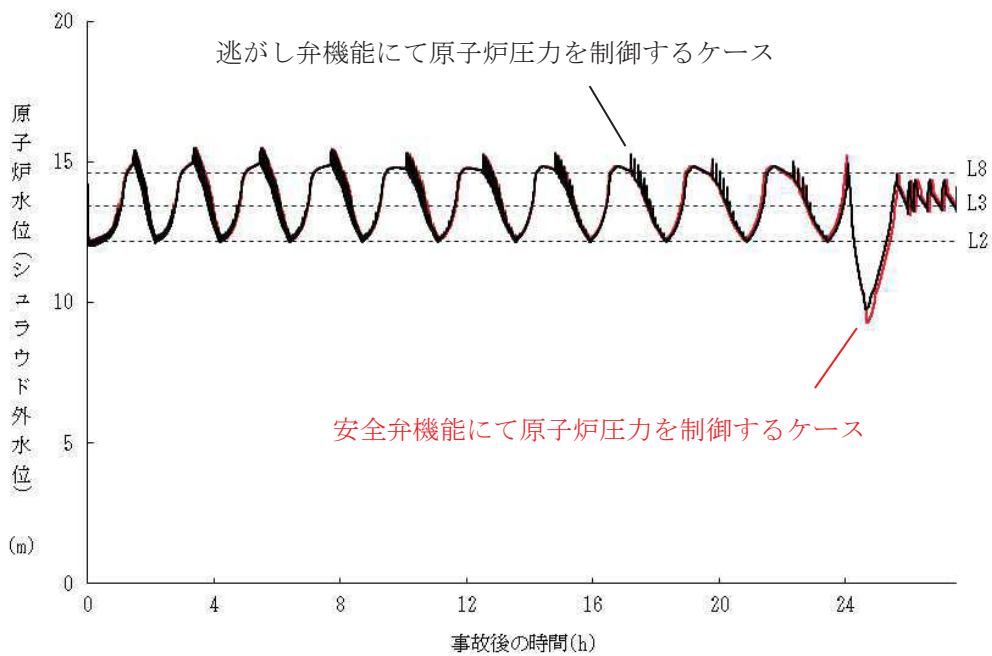


図6 原子炉水位の変化



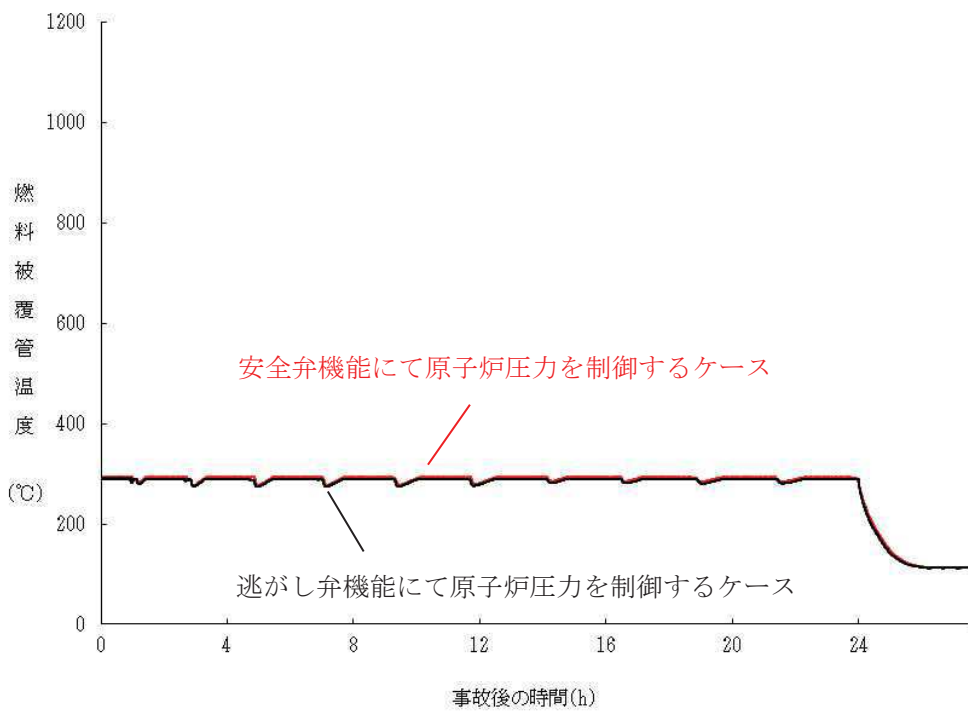


図7 高出力燃料集合体の燃料被覆管温度の変化

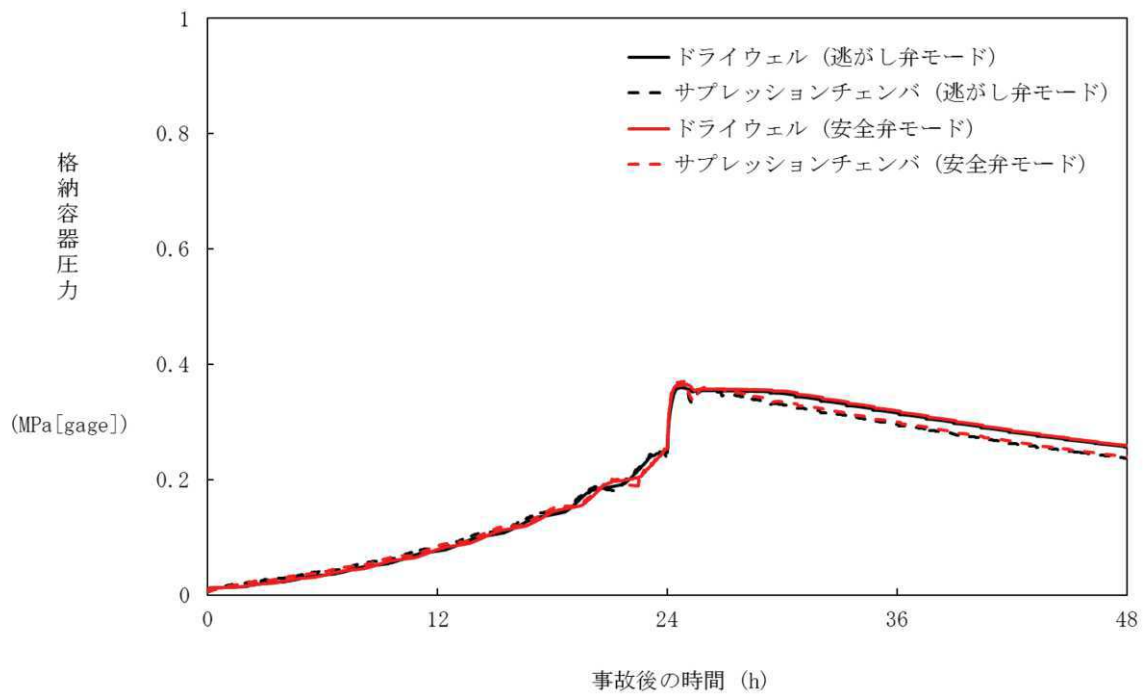


図8 格納容器圧力の変化

#### 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

高压窒素ガス供給系（常用）の原子炉格納容器調気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レータに窒素ガスが供給されることから、逃がし弁機能の最低設定圧力 7.37MPa[gage]で原子炉圧力は制御される。地震等により、高压窒素ガス供給系（常用）が使用不可の場合は、7.37MPa[gage]から徐々に吹き出し圧力が上昇し、最終的には安全弁機能の最低設定圧力の 7.79MPa[gage]で原子炉圧力は制御される。

有効性評価では、逃がし弁機能の最低設定圧力（7.37MPa[gage]）で原子炉圧力が制御されていることを前提に解析しているが、実態の運用としては、非常時操作手順書（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圧力（7.79MPa[gage]）を有する弁は2個あり、図9に示すように当該弁はサブプレッション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箇所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 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、サブプレッション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福島第二原子力発電所4号炉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10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（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」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压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）を用いた原子炉注水を行う場合には、サブプレッションプールの成層化の発生の可能性はあるが、図10に示すとおり女川2号炉の逃がし安全弁クエンチャの排気口は、サブプレッションプールの底部から約   [m]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、サブプレッションプール水の多くが上部の温度が高い層を占めるため、解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉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。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

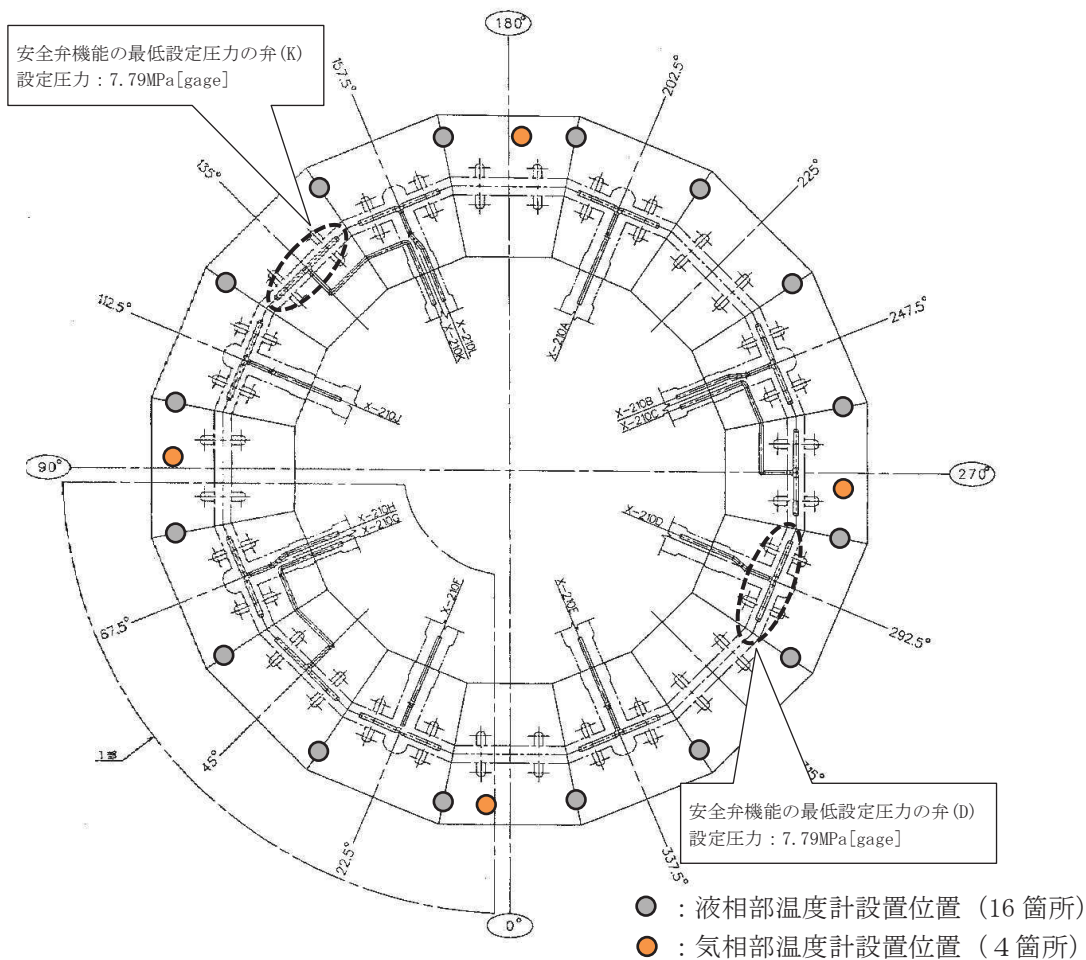


図9 サプレッションプール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図

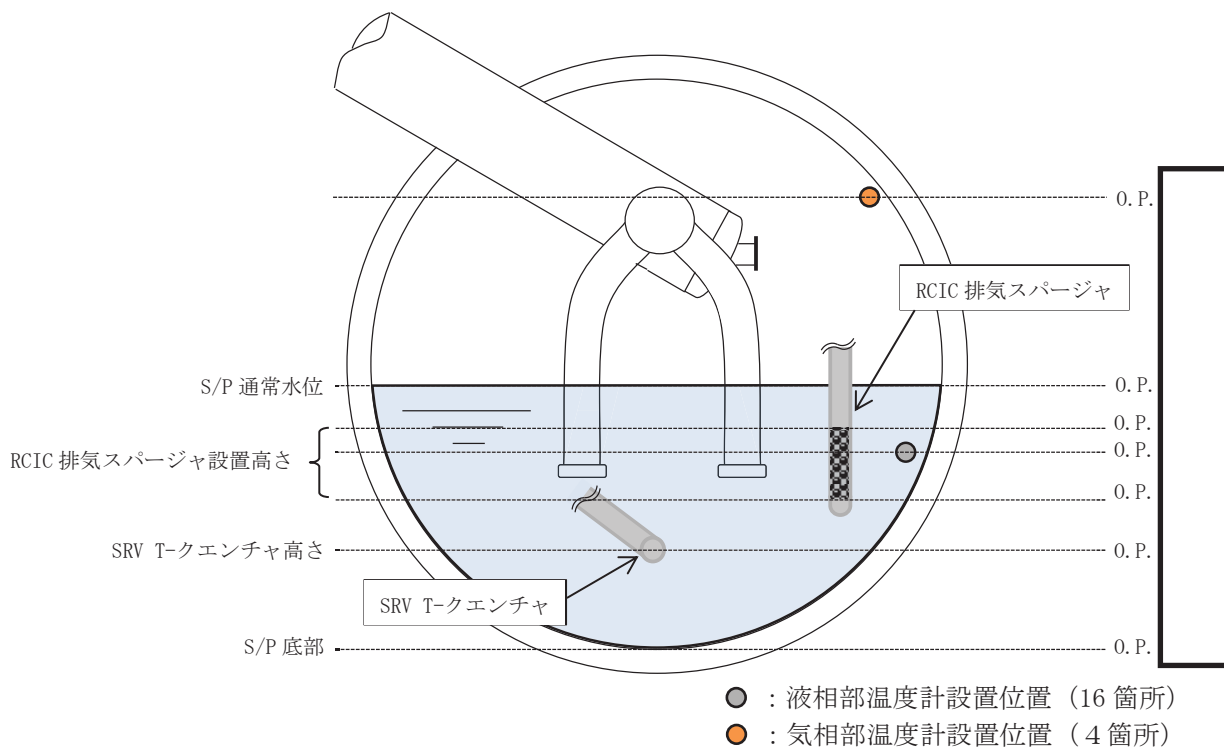


図10 サプレッションプール内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの配置図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

### 高圧窒素ガスポンベの容量の考え方について

高圧窒素ガス供給系(非常用)による高圧窒素ガスポンベからの窒素ガス供給は、格納容器内圧力が格納容器の最高使用圧力(427kPa[gage])以下の場合に限定され、格納容器内圧力が最高使用圧力を超え最高使用圧力の2倍(854 kPa[gage])以下の場合には、代替高圧窒素ガス供給系による高圧窒素ガスポンベからの窒素ガス供給により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧を行う設計とする。

高圧窒素ガスポンベは、高圧窒素ガス供給系(非常用)で8本、代替高圧窒素ガス供給系で3本使用するため、必要となる本数は11本であり、負荷に直接接続する可搬型設備であることから、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを考慮し合計で22本を確保し、分散して配備する。

#### 1. 高圧窒素ガス供給系(非常用)に使用する高圧窒素ガスポンベ容量

高圧窒素ガス供給系(非常用)に使用する高圧窒素ガスポンベは、逃がし安全弁(自動減圧機能付)6弁(A系3弁、B系3弁)を開弁させた後、7日間開保持させるために必要な窒素ガス量をもとに、1系列当たりの必要容量3本を上回る4本(2系列分として必要容量6本に対し計8本)を接続し使用する。

1系列当たりの高圧窒素ガスポンベの必要容量は、以下のとおり。

##### 1.1 窒素ガス消費量

高圧窒素ガス供給系(非常用)に使用する高圧窒素ガスポンベは、逃がし安全弁(自動減圧機能付)6弁(A系3弁、B系3弁)を開弁させた後、7日間開保持させるために必要な窒素ガス量をもとに、1系列当たりの必要容量3本を上回る4本(2系列分として必要容量6本に対し計8本)を接続し使用する。

1系列当たりの高圧窒素ガスポンベの必要容量は、以下のとおり。

#### (1) 高圧窒素ガス供給系(非常用)1系列3弁を開動作するための消費量

逃がし安全弁(ADS機能付)1回作動時の窒素ガス消費量は、1弁を1回作動させた場合に元の圧力に復帰させるために必要な窒素ガス量から求められる。

$$\begin{aligned}
 Q_1 &= \frac{(P_1[\text{MPa}(abs)] - P_2[\text{MPa}(abs)]) \times (V_1[\ell] + V_2[\ell])}{0.101325[\text{MPa}(abs)]} \\
 &= \frac{(\boxed{\phantom{0.101325}} - \boxed{\phantom{0.101325}}) \times (200[\ell] + \boxed{\phantom{0.101325}}[\ell])}{0.101325[\text{MPa}(abs)]} \\
 &= \boxed{\phantom{0.101325}}[\ell(\text{normal})]
 \end{aligned}$$

よって、3弁開動作するためには  $\boxed{\phantom{0.101325}}[\ell(\text{normal})] \times 3 \text{ 弁} = \boxed{\phantom{0.101325}}[\ell(\text{normal})]$  必要となる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

- $Q_1$  : 逃がし安全弁 (ADS 機能付) 1 弁 1 回作動に必要な窒素ガス消費量  
 ([ $\ell$ (normal)])  
 $P_1$  : ADS 機能用アキュムレータ初期圧力 (  [MPa(abs)] )  
 ( 運転時最低供給圧力 [  MPa(gage) ] + 0.101325 [MPa(abs)] )  
 $P_2$  : 逃がし安全弁 (ADS 機能付) 作動後の ADS 機能用アキュムレータ圧力  
 (  [MPa(abs)] ) \*1  
 $V_1$  : ADS 機能用アキュムレータ容量 (200[ $\ell$ ])  
 $V_2$  : 空気シリンダ容量 (  [ $\ell$ ] )  
 \*1 逃がし安全弁 (ADS 機能付) の作動による窒素ガスの圧力及び体積変化は短時間で  
 起こるため断熱変化と考え窒素ガスの断熱指数 1.4 より  $P_2$  は下記のとおり求められる。

$$\begin{aligned}
 P_1 \times V_1^{1.4} &= P_2 \times (V_1 + V_2)^{1.4} \\
 P_2 &= P_1 \times \left( \frac{V_1}{V_1 + V_2} \right)^{1.4} \\
 &= ( \text{} + 0.101325 ) \times \left( \frac{200}{200 + \text{}} \right)^{1.4} \\
 &= \text{} \text{MPa(abs)}
 \end{aligned}$$

(2) 片系 3 弁 7 日間開保持による系統漏えい量

$$\begin{aligned}
 Q_2 &= \lambda [\ell(\text{normal})/\text{min}/\text{個}] \times N[\text{個}] \times D[\text{day}] \times 24[\text{h}/\text{day}] \times 60[\text{min}/\text{h}] \\
 &= \text{} [\ell(\text{normal})/\text{min}/\text{個}] \times 3[\text{個}] \times 7[\text{day}] \times 24[\text{h}/\text{day}] \times 60[\text{min}/\text{h}] \\
 &= \text{} [\ell]
 \end{aligned}$$

- $Q_2$  : 系統漏えい量 [ $\ell$ (normal)]  
 $\lambda$  : 逃がし安全弁 (ADS 機能付) 1 個あたりの系統漏えい量  
 (  [ $\ell$ (normal)/min/個] )  
 $N$  : 逃がし安全弁 (ADS 機能付) の片系設置個数 (3[個])  
 $D$  : 開保持期間 (7 日間[day])

以上より、主蒸気逃がし安全弁 3 弁を全て 7 日間、開維持できるガス量は、

高压窒素ガス供給系 (非常用) 1 系列 3 弁を開動作するための消費量	<input type="text"/> [N $\ell$ ]
高压窒素ガス供給系 (非常用) 1 系列 3 弁を 7 日間開保持するための消費量	<input type="text"/> [N $\ell$ ]
合計 :	<input type="text"/> [N $\ell$ ]

なお、7 日間の減圧機能維持に必要な主蒸気逃がし安全弁の個数は 2 個であるが、保守的に 3 個開保持を考慮している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 1.2 高圧窒素ガスポンベによる供給量

$$\begin{aligned}
 Q_b &= \frac{(P_1[\text{MPa}(\text{gage})]-P_2[\text{MPa}(\text{gage})])}{P_L[\text{MPa}(\text{abs})]} \times \frac{273.15}{(273.15+T[^\circ\text{C}])} \times V_b[\ell/\text{本}] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{[\ ]\text{MPa}(\text{gage})-[\ ]\text{MPa}(\text{gage})}{0.101325[\text{MPa}(\text{abs})]} \times \frac{273.15}{(273.15-[\ ]^\circ\text{C})} \times 46.7 [\ell/\text{本}] \times M[\text{本}] \\
 &= [\ ][\ell(\text{normal})] \times M
 \end{aligned}$$

$Q_b$  : 高圧窒素ガスポンベの供給量 $[\ell(\text{normal})]$

$P_1$  : ポンベ初期充填圧力 ( $[\ ]$  [MPa (gage)])

$P_2$  : ポンベ交換圧力 ( $[\ ]$  [MPa (gage)])

$P_L$  : 大気圧 (0.101325 [MPa (abs)])

$V_b$  : ポンベ容量 (46.7 [ $\ell/\text{本}$ ])

$M$  : 必要ポンベ本数[本]

$T$  : 窒素ガス温度 ( $[\ ]$  [ $^\circ\text{C}$ ])

開保持するために必要な窒素ガス消費量より多い供給量 ( $Q_b$ ) が必要であり、

$$\begin{aligned}
 &[\ ][\ell(\text{normal})] \times M > [\ ][\ell(\text{normal})] \\
 &M > [\ ]
 \end{aligned}$$

よって、必要ポンベ本数は3本となる。

高圧窒素ガス供給系（非常用）の高圧窒素ガスポンベは、必要量を確保（16本）している。

## 2. 代替高圧窒素ガス供給系に使用する高圧窒素ガスポンベ容量

代替高圧窒素ガス供給系に使用する高圧窒素ガスポンベは、逃がし安全弁（自動減圧機能付）を7日間開保持させるために必要な窒素ガス量に加え、逃がし安全弁（自動減圧機能付）の空気シリンダ及び窒素ガス供給配管内を作動圧力まで昇圧するために必要な窒素ガス量をもとに必要容量3本（2系列分として合計6本）を接続し使用する。

高圧窒素ガスポンベの必要容量は、以下に示す式により算出する。

$$\begin{aligned}
 n &= \frac{(Q_1 \times t + Q_2 + Q_3)}{V} \times \frac{0.101325}{(P_1 - P_2)} \times \frac{(273.15 + T)}{273.15} \\
 &= \frac{[\ ] \times 10080 + [\ ] + [\ ]}{46.7} \times \frac{0.101325}{([\ ] - [\ ])} \times \frac{(273.15 + [\ ])}{273.15} \\
 &\doteq [\ ] \Rightarrow 3\text{本}
 \end{aligned}$$

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

- n : 必要ポンベ本数
- t : 主蒸気逃がし安全弁開保持時間 (min) (=10080 min (7日間))
- $P_1$  : 高压窒素ガスポンベ初期充填圧力 (  MPa[gage] )
- $P_2$  : 主蒸気逃がし安全弁開保持必要圧力 (  MPa[gage] )
- T : 窒素ガス温度 (  °C )
- V : 高压窒素ガスポンベ1本当たりの容量 (46.7 ℓ)
- $Q_1$  : 設計漏えい量 (  ℓ/min[normal] )
- $Q_2$  : 供給配管昇圧に必要な窒素ガス消費量 (  ℓ(normal) )
- $Q_3$  : 主蒸気逃がし安全弁全開到達までのエアシリンダからの窒素ガス漏えい量 (  ℓ(normal) )

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



## 安定状態について

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋HPCS失敗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。

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格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、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、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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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。

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 25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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、低圧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、格納容器安定状態が確立される。なお、残留熱除去系による格納容器除熱後は、1 系統の残留熱除去系により原子炉注水と格納容器除熱を交互に実施する。

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）

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失敗）+HPCS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（SAFER）（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、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価が、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309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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モニタ（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、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約25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、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309℃）を上回ることにはない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。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字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、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシ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。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309℃）を上回ることにはない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。

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 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作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（シュラウド外水位）の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合には操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードは、シュラウド外水位を現実的に評価す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、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 309℃）を上回ることではない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想定する必要はない。	解析コードは、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挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、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。破断口及び逃がし安全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、平衡均質流に到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、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 309℃）を上回ることではない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。
	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 (MAAP)

【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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、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しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝導				
	サブプレッションプール水冷却	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（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）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	2,436MWt	2,435MWt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は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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は、燃料棒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、燃料棒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	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (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いことから、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及ぼす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。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす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。
	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、熱力学的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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、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は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、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）	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、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（3.55m）の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.01m分）の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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（3.55m）の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.01m分）の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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。
	格納容器温度（ドライウエル）	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度（ドライウエル）として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度（ドライウエル）は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は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度（ドライウエル）は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。
	格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇が遅くなる。残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなる可能性があり、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[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時間当たり約15kPa（約24時間で約361kPa[gage]）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時間当たり約15kPa（約24時間で約361kPa[gage]）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。
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (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。
外部水源の温度	40℃	約20℃～約40℃ (実測値)	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、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、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、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、原子炉水位回復までの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。	

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（2/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ 解析条件		最確条件	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
初期条件	外部水源の容量	約 1,192m <sup>3</sup>	約 1,192m <sup>3</sup> 以上	—	通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	—	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備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与える影響はない。	—
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	—	—	原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、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	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。	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	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06 秒)	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06 秒)	—	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定	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。
	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 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa [gage]において）	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa [gage]において）	—	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 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	—	逃がし安全弁の逃がし弁機能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。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁2個を開閉することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開閉すること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	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	120m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、0.427MPa [dif]において）で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	145m <sup>3</sup> /h（ポンプ2台当たり、0.427MPa [dif]において）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管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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションプール水温154℃において）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションプール水温154℃において）	—	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定	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。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif]において)にて注水	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [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	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなるがある。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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）	16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）	—	原子炉補機代替冷却水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 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（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	常設直流電源 負荷切り離し 操作（中央制 御室内操作）	事象発生1時間後ま でに切り離し操作完了（事 象発生15分後に操作を 開始し、操作時間は5 分）	<p>【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設 代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可（全交流動力電源喪失）と判断する。こ の場合、原子炉が未臨界となったことを確認した後、中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作を開始 する手順としている。よって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>【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おり、操作開始時間に与える影響はない。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、操作スイッチ4個の操作であり、約1分で操作可能であ るが、余裕を含めて5分の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与 える影響はない。</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>	全交流動力電源喪失の認知時 間は早まる可能性があること から、実態の操作開始時間が早 くなる場合が考えられる。	実態の操作開始時間は解析上 の設定よりも早まる可能性が あることから、その場合直流電 源設備の枯渇時間を遅延でき るが、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。	事象発生から1時間後（操 作開始時間の40分の時間 遅れ）までに常設直流電源 設備の枯渇時間を遅延でき るが、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。	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（模擬操作含む）を 取得。起因事象の全交流動 力電源喪失発生から常設直 流電源負荷切り離しまで1 時間を想定していること ろ、訓練実績は約10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。
	常設直流電源 負荷切り離し 操作（現場操 作）	事象発生8時間後	<p>【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設 代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可（全交流動力電源喪失）と判断する。こ れにより現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作を開始する手順としている。よって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>【要員配置】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、中央制御室操作を行う運転員とは別の運転員（現場）を配置し ている。運転員（現場）は、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】 中央制御室から操作現場である制御建屋内の電源盤までのアクセスルートは制御建屋のみであり、通常4分程度で 移動可能である。また、制御建屋内での操作場所間の移動は、通常1分程度で移動可能であり、これら移動時間に 時間余裕を加えて操作所要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】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、電源盤のスイッチ28個の操作であり、移動時間及び時間余裕 を含めて1時間の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作時に、当該操作に対応する運転員（現場）に他の並列操作はなく、 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員の現場操作は、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>	全交流動力電源喪失の認知時 間は早まる可能性があること から、実態の操作開始時間が早 くなる場合が考えられる。	実態の操作開始時間は解析上 の設定よりも早まる可能性が あることから、その場合直流電 源設備の枯渇時間を遅延でき るが、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。	常設直流電源負荷切り離し 操作（現場操作）までの時 間は、事象発生から約8時 間の時間余裕がある。	常設直流電源負荷切り離し 操作は移動時間を含め1時 間を想定しているところ、 訓練実績等では約40分で 操作が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（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	各機器への給油（原子炉補機代替冷却水系）	事象発生から24時間以降、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性や継続に必要な作業。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24時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では、原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット（1台）及び大容量送水ポンプ（タイプI）（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、原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプI））への給油準備（現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで）は、所要時間140分のところ訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。また、各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内に実施することとしている。 原子炉補機代替冷却水系への給油作業は、熱交換器ユニットが許容時間900分のところ、訓練実績等では約40分、大容量送水ポンプ（タイプI）が、許容時間300分のところ、訓練実績等では約40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。
	常設代替交流電源設備からの受電操作	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。	—	—	—	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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備の受電操作に5分を想定しているところ、訓練実績では約5分。 想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作	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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備による電源供給を確認してから低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備完了まで5分を想定しているところ、訓練実績では約4分。 想定で意図している運転操作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（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					
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	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）（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急速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。
操作条件 原子炉補機代替冷却水系の起動操作	事象発生 24 時間後に準備完了	大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後の原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する手順としており、大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後に引き続き実施する作業であることから、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>【要員配置】 原子炉補機代替冷却水系の準備は、中央制御室にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成を行う運転員、現場にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成等を行う運転員（現場）及び原子炉補機代替冷却水系の移動、敷設を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。中央制御室及び現場の運転員は原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 中央制御室における原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成は、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い。また、現場で行う原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等については、中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の手動弁まで通常 9 分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 14 分間を操作所要時間に含めて想定していることから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、復水貯蔵タンクへの補給に用いる大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了（事象発生 10 時間）後に開始する。重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて 20 分間を操作所要時間に含めて想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 原子炉補機代替冷却水系の準備の作業内容及び操作所要時間等は以下のとおりである。これらの作業は並行して行う作業を含んでいることから、移動時間 20 分を含んだ合計 9 時間の想定であり、これに余裕を含めて 14 時間（事象発生後 24 時間）を操作所要時間として想定している。よって、原子炉補機代替冷却水系の準備には十分な余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。なお、原子炉補機代替冷却水系に用いる熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I）は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成（運転員）：10 分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機代替冷却水系弁の開操作に 10 分間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成（運転員（現場））：1.3 時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機代替冷却水系弁の開操作に 1.3 時間を想定（中央制御室から弁設置場所への移動時間 14 分含む）</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I））の準備（重大事故等対応要員）：9 時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホース敷設、水張り等（移動時間 20 分含む）に 9 時間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機代替冷却水系空気抜き操作（運転員（現場））：50 分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続した原子炉補機代替冷却水系の空気抜き操作に 50 分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員による系統構成（中央制御室及び現場操作）及び重大事故等対応要員による準備作業は、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、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室操作は、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。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 1 組 2 人以上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>	原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 14 時間を想定することで、合計 24 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ことから、運転員等操作時間に与える余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり、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ることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系の起動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。	原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から 24 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	運転員の中央制御室からの遠隔操作による原子炉補機代替冷却水系の系統構成は、所要時間 10 分想定のところ、訓練実績等により約 7 分で実施可能であることを確認した。原子炉補機代替冷却水系の移動、ホース敷設、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間 14 時間想定のところ、訓練実績等により約 8 時間で実施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、所要時間 1.3 時間想定のところ約 48 分、空気抜き操作は所要時間 50 分間想定のところ約 32 分で実施可能であることを訓練実績等により確認した。想定で意図している作業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（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	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生 25 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電後として設定	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作までの時間は、事象発生から 25 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、サブプレッションプール水冷却モードのための系統構成に約 6 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。
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が継続的に可能な条件として設定	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は、事象発生から 25 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，燃料，電源負荷評価結果について  
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗)

## 1. 水源に関する評価

## ○水源

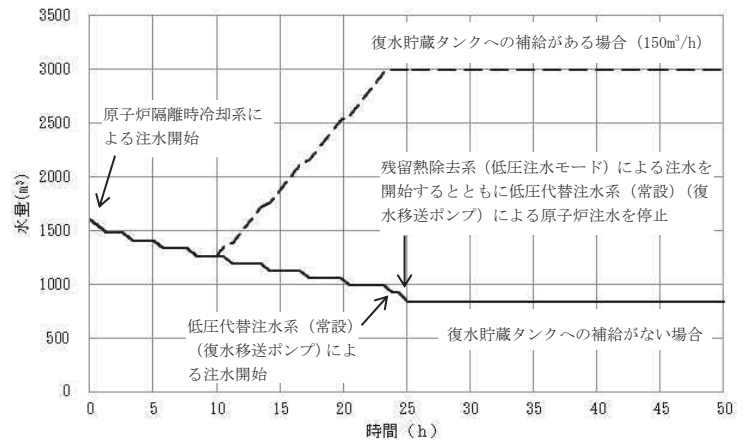
- ・復水貯蔵タンク水量  
 : 約 1,192m<sup>3</sup>

## ○水使用パターン

- ・原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水

事象発生後 24 時間は，復水貯蔵タンクを水源とする原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施する。炉心冠水後は原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で注水する。

その後，事象発生 25 時間後までは復水貯蔵タンクを水源とする低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により注水する。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。



## ○時間評価 (右上図)

復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。事象発生 25 時間後に，サプレッションプール水を水源とした残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水を実施するため，低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を停止する。これにより，事象発生 25 時間後に復水貯蔵タンク水量の減少は停止する。

## ○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，合計約 760m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンクで約 1,192m<sup>3</sup> の水を保有することから必要水量を確保可能である。残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水開始後は，サプレッションプール水を水源とした原子炉注水を行うことから，7日間の継続実施が可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 全交流動力電源喪失は2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。

### 2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	常設代替交流電源設備 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 事象発生～事象発生24時間後(24h) $560\text{L/h} \times 2 \text{台} \times 24\text{h} = \text{約} 27\text{kL}$ 事象発生24時間後～事象発生27時間後(3h) $950\text{L/h} \times 2 \text{台} \times 3\text{h} = \text{約} 6\text{kL}$ 事象発生27時間後～事象発生7日間(141h) $890\text{L/h} \times 2 \text{台} \times 141\text{h} = \text{約} 251\text{kL}$ 7日間合計 約 284kL
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $188\text{L/h} \times 1 \text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
		原子炉補機代替冷却水系 (定格負荷時の燃料消費量) (1) 熱交換器ユニット 1台起動 $56\text{L/h} \times 1 \text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 10\text{kL}$ (2) 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 $188\text{L/h} \times 1 \text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$ 7日間合計 約 42kL
合計		7日間の軽油消費量 約 358kL
判定		常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約 284kL)に対してガスタービン発電設備軽油タンク(約 300kL)の軽油が使用可能。大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系の運転継続に必要な軽油(約 74kL)に対して2号炉の軽油タンク(約 600kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能。

3. 電源に関する評価

女川2号炉 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失敗) +HPCS失敗)

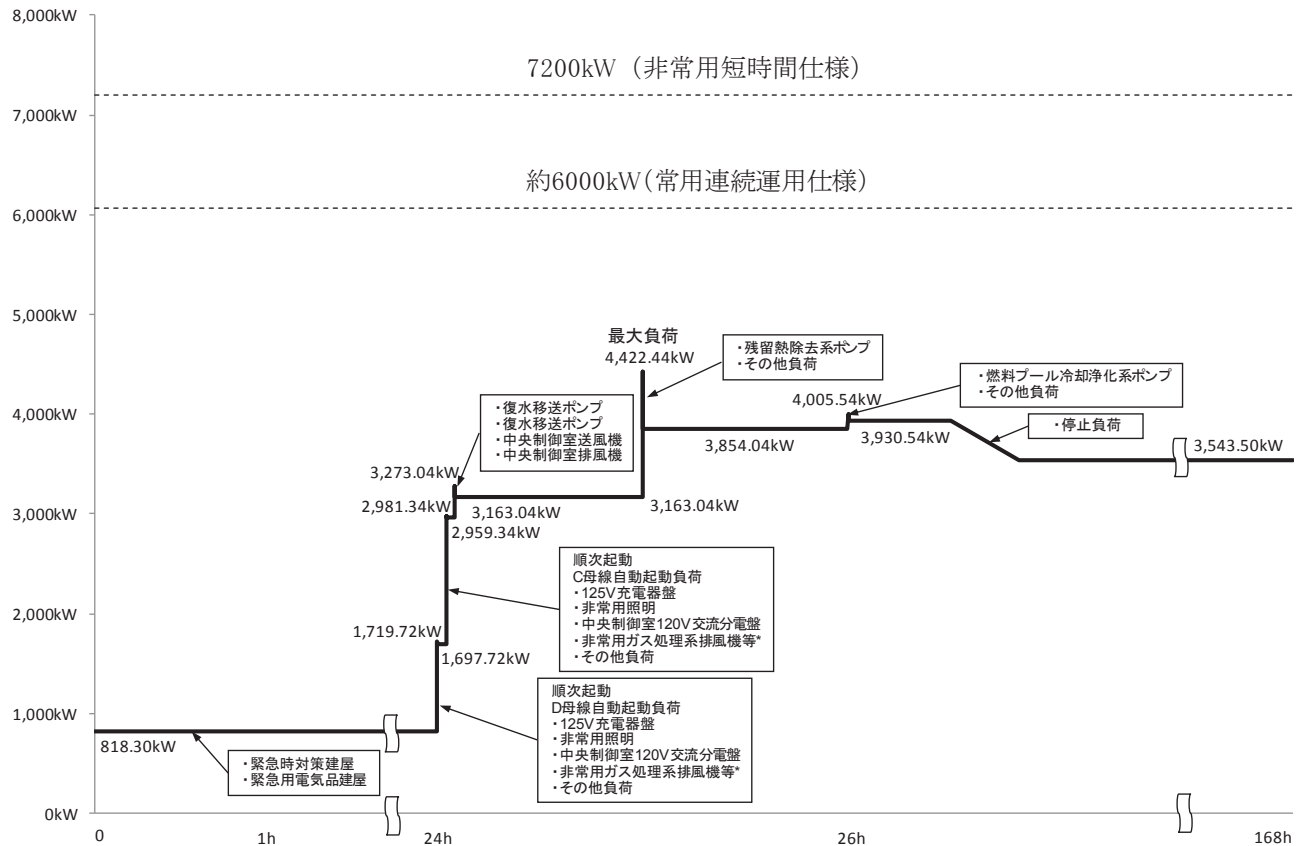
主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW) (停止負荷容量)
緊急時対策建屋	316.00
緊急用電気品建屋	502.30
D 母線自動起動負荷	
・125V 充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室 120V 交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等*	35.00
・その他負荷	506.92
・停止負荷	(104.02)
C 母線自動起動負荷	
・125V 充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室 120V 交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等*	35.00
・その他負荷	889.12
・停止負荷	(283.02)
復水移送ポンプ	45.00
復水移送ポンプ	45.00
中央制御室送風機	110.00
中央制御室排風機	3.70
残留熱除去系ポンプ*	511.60
その他負荷	179.40
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00
その他負荷	1.50
連続負荷	3543.50
最大負荷	4422.44

\*起動時負荷 1080.0kW

※ 非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む

負荷容量



負荷積算イメージ

経過時間

## 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧注水失敗

### 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失敗）＋高圧注水失敗」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失敗）＋高圧注水失敗（RCIC本体の機能喪失）」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失敗）＋高圧注水失敗」では，外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の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，外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等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，所内常設蓄電式直流電源設備から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り給電，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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失敗）＋高圧注水失敗」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し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，

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原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.3.2.1 図から第 2.3.2.3 図に、手順の概要を第 2.3.2.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.3.2.1 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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、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、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.3.2.5 図に示す。

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等が機能喪失する。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ポンプ出口流量である。

b. 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)b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。

c. 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手動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所内常設蓄電式直流電源設備から供給される。

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、高圧代替注水系ポンプ出口流量等である。

d. 直流電源負荷切り離し

高圧代替注水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1時間経過するまでに中央制御室にて直流負荷の切り離しを実施する。また、事象発生から8時間後に制御建屋内にて直流負荷の切り離し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。

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)e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

f. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)f. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水」と同じ。

g. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転

残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転については、「2.3.1.1(3)g. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転」と同じ。

h. 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)h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」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等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、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失敗）+高圧注水失敗（RCIC本体の機能喪失）」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，サブレーション・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第 2.3.2.2 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

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失することを想定する。

#### (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等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，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。

また，原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより，崩壊熱除去機能が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，外部電源が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，主蒸気止め弁閉信号によるものとする。

#### (b) 高圧代替注水系

高圧代替注水系は，手動起動により，90.8m<sup>3</sup>/h (7.86 ～2.60MPa[gage]) においての流量で注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）まで回復した以降は，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）の範囲で維持する。

#### (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、原子炉の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個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）

逃がし安全弁による原子炉の減圧後に、120 m<sup>3</sup>/h（0.427MPa[dif]において）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。

(e) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基あたり16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）とする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切り替えにて実施する。

(g) 原子炉補機代替冷却水系

伝熱容量は16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃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) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始し、操作時間は5分とする。

(b) 交流動力電源は24時間使用できないものとし、事象発生24時間後に常設代替交流電源設備による交流動力電源を供給するものとする。

(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水は、事象発生24時間後から開始するものとする。

(d) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の起動操作は、事象発生25時間後から開始するものとする。

(e) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始するものとする。

(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）<sup>\*1</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.3.2.6図から第2.3.2.11図に、燃料被覆管温度、燃料被

覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，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の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.2.12 図から第 2.3.2.17 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の推移を第 2.3.2.18 図から第 2.3.2.21 図に示す。

※1 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，ECCS 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，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は，シュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

外部電源喪失に伴い，主蒸気止め弁閉による原子炉スクラム信号が発信し，原子炉はスクラムする。また，外部電源喪失により自動起動する非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより，全交流動力電源喪失に至る。併せて，原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより，除熱機能喪失が発生する。

原子炉の給水が喪失することにより，原子炉水位は低下し，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，高圧代替注水系による原子炉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，事象発生とともに自動停止する。

（添付資料 2.3.2.1）

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，逃がし安全弁による原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は，中央制御室からの遠隔操作により，逃がし安全弁 2 個による手動操作にて実施する。

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，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水が開始すると回復し，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。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が，逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって，格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため，事象発生から 25 時間経過した時点で，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。

#### b. 評価項目等

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、第 2.3.2.12 図に示すとおり、初期値（約 309℃）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。

原子炉圧力は第 2.3.2.6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.47MPa[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 7.77MPa [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格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことによって、低下傾向となる。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 0.376MPa[gage]（事象発生約 25 時間後）及び約 155℃（事象発生約 24 時間後）に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

第 2.3.2.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.3.1.4）

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。

### 2.3.2.3 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失敗）＋高圧注水失敗では、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ると考えられる操作として、高圧代替注水系による原子炉注水操作、常設直流電源負荷切り離し操作、原子炉補機代替冷却水系の起動操作とする。

#### (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、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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 2.3.2.2)

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表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料

被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.2.2）

## (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

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 2.3.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定にあたっては、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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、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。

初期条件の炉心流量，原子炉水位，サプレッションプール水位及び格納容器圧力は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧代替注水系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の逃がし安全弁は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している弁数より多くなり，急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，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，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管の温度上昇は緩和されるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのものとしており，その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の炉心流量，原子炉水位，サプレッションプール水位及び格納容器圧力は，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。

機器条件の高圧代替注水系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の逃がし安全弁は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場

合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

（添付資料 2.3.2.2）

#### b. 操作条件

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

##### (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15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作は、解析上の操作開始時間として事象発生1時間後までに切り離し及び事象発生8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、事象発生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、原子炉補機代替冷却水系の準備操作は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に14時間を想定することで、合計24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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

（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まる可能性があり、原子炉水位は解析結果よりも高く維持され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。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作は、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まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、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。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、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想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系の起動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

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

第 2.3.2.22 図から第 2.3.2.24 図に示すとおり、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 35 分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による原子炉注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 458℃となり 1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）については、事象発生から 1 時間後（操作開始時間の 40 分の時間遅れ）までに常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）が開始できれば、直流電源が枯渇することはない、時間余裕がある。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作（現場操作）については、常設直流電源負荷切り離し操作（現場操作）までの時間は、事象発生から約 8 時間の時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作については、原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から 24 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.2.2, 2.3.2.3)

### (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。

#### 2.3.2.4 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失敗）＋高圧注水失敗」における重大事故等対策に必要な要員は、「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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧注水失敗」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。

(添付資料 2.3.2.4)

##### a. 水源

高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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、合計約730m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。

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、サブ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。

##### 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、大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。

##### c. 電源

2.3.1.4(2) c. 「電源」と同じであり、重大事故等対策に必要な負荷に対しての電源供給が可能である。

### 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＋D G失敗）＋高圧注水失敗」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の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＋D G失敗）＋高圧注水失敗」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低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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＋D G失敗）＋高圧注水失敗」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＋D G失敗）＋高圧注水失敗（RCIC 本体の機能喪失）」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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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減圧、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

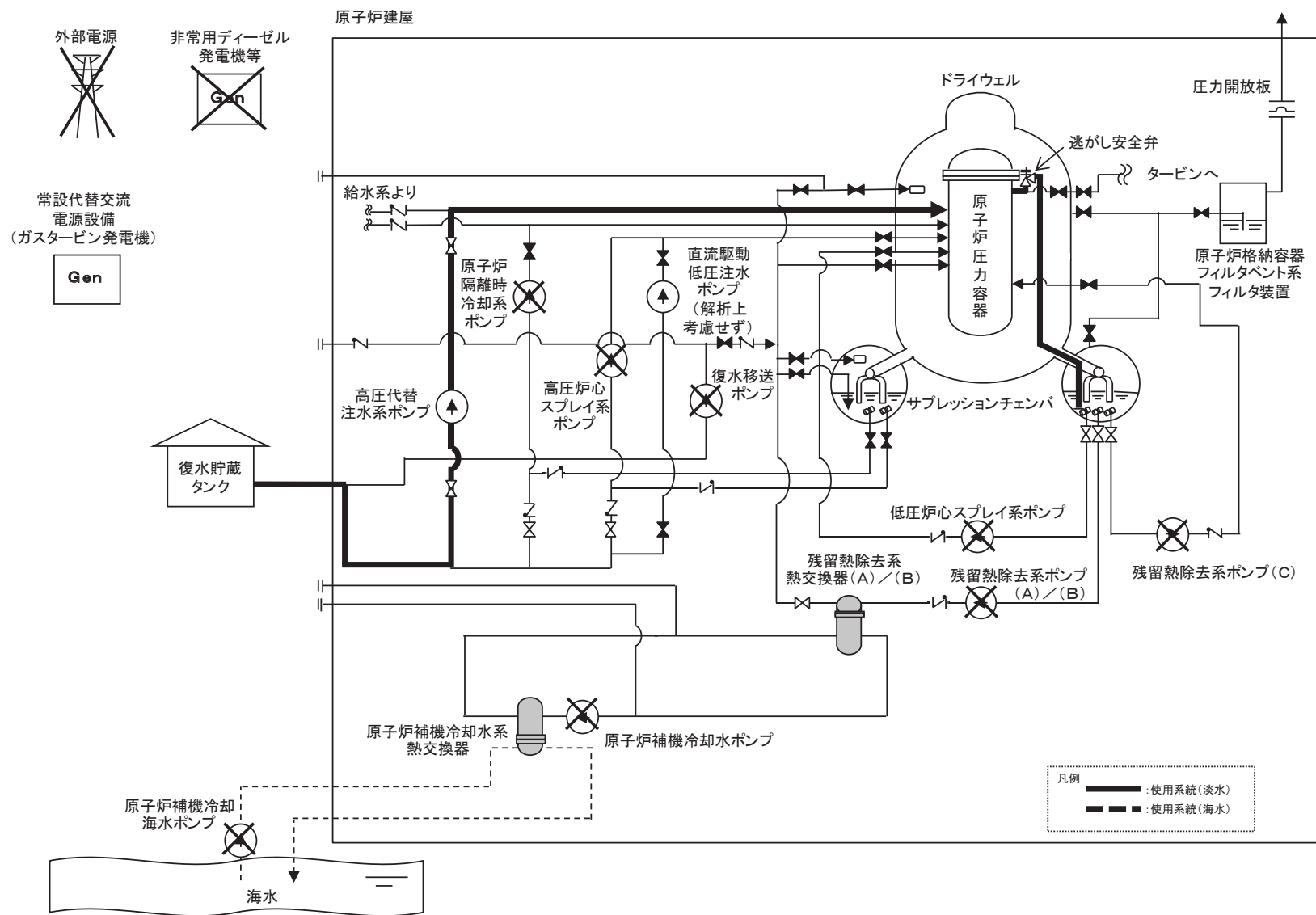
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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。

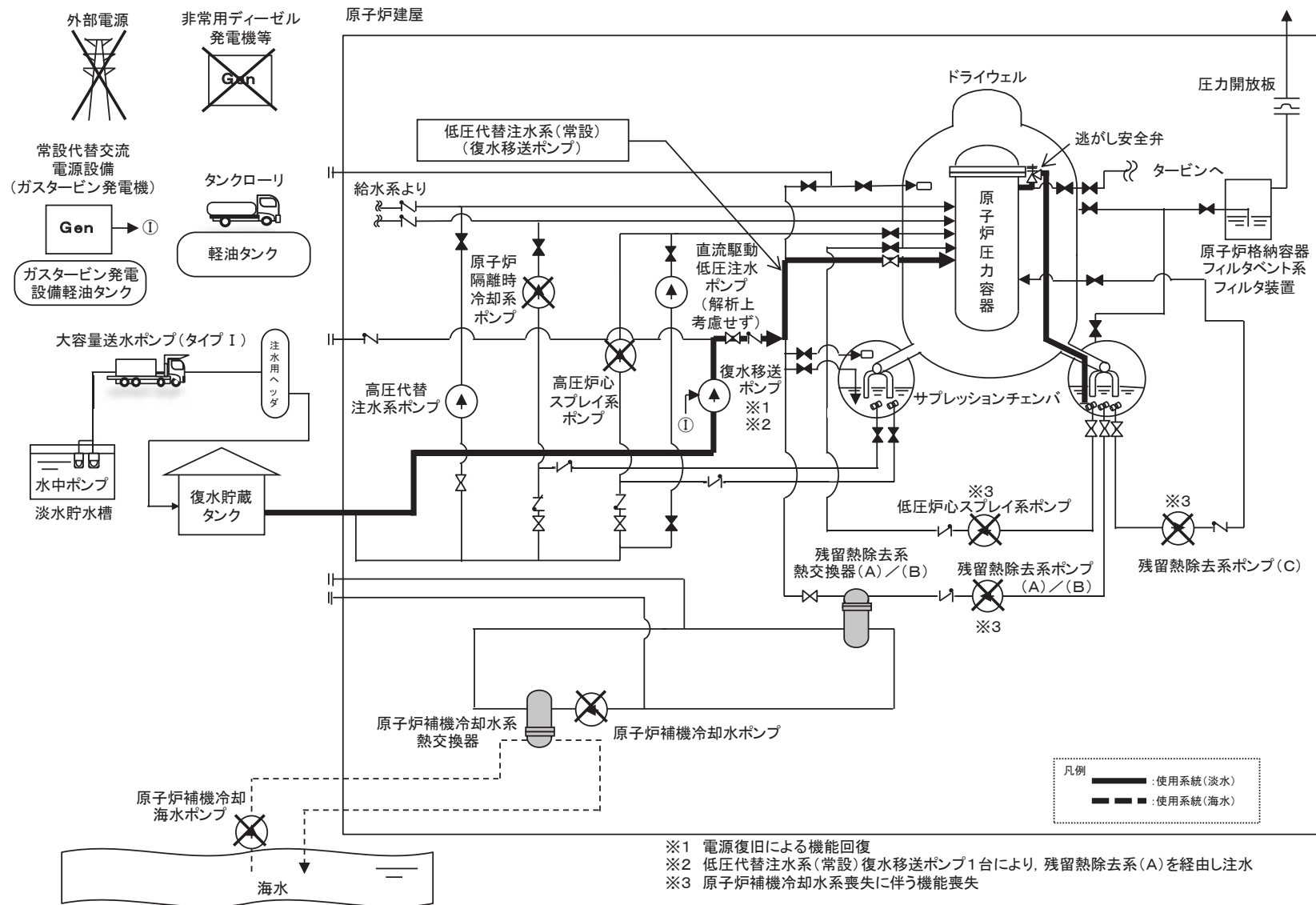
重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、高圧代替注水系等による原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全

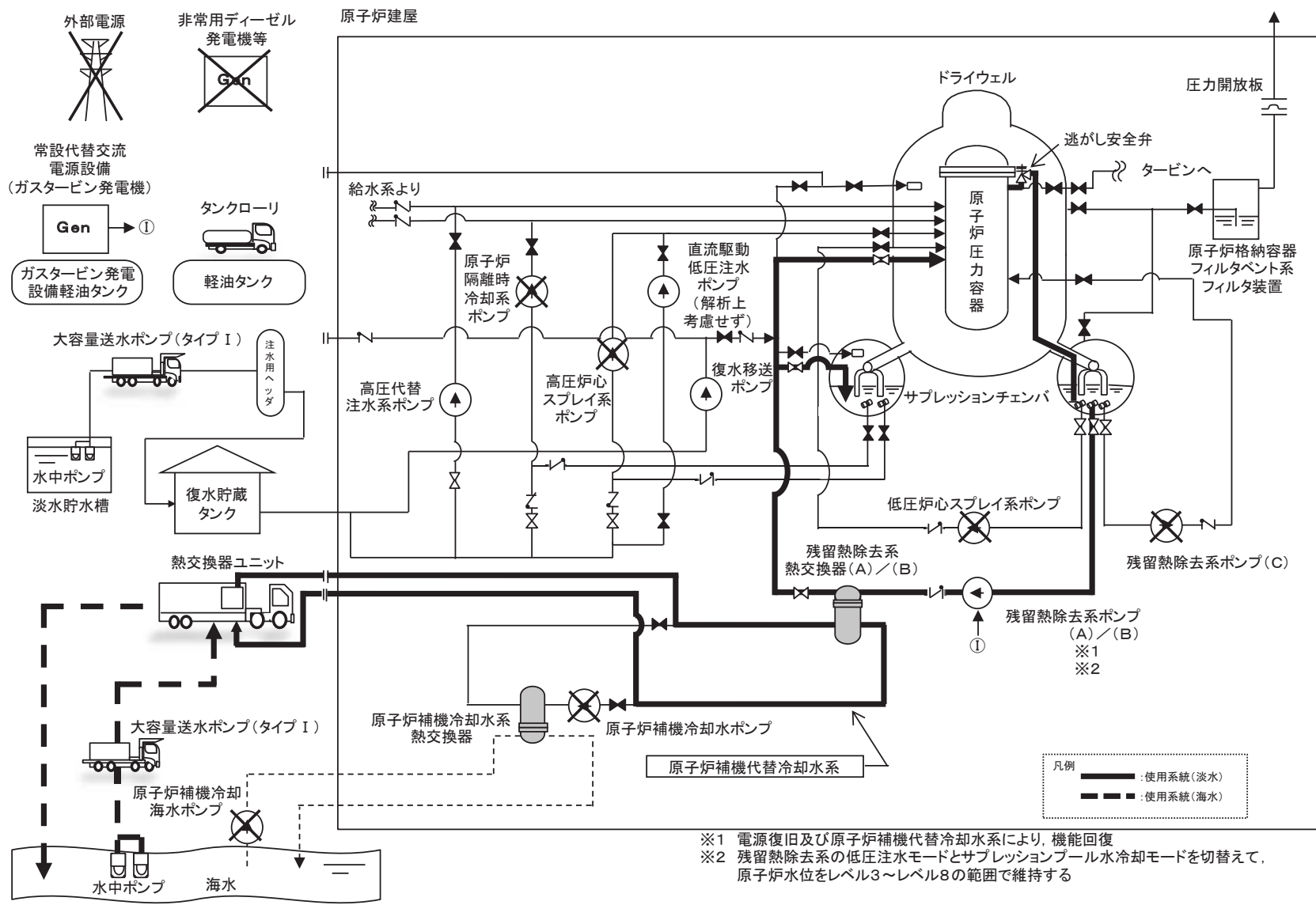
交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋高圧注水失敗」に対して有効である。



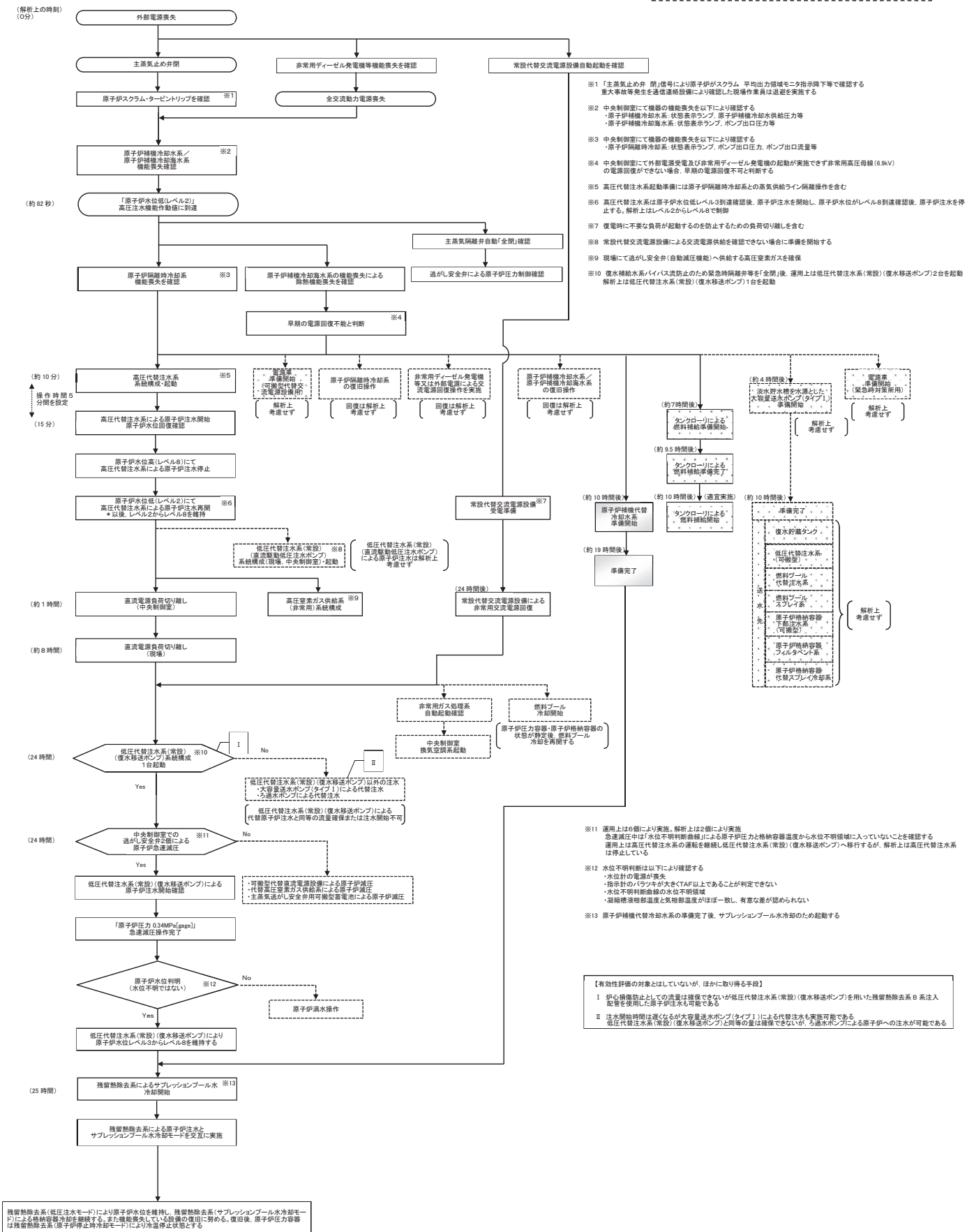
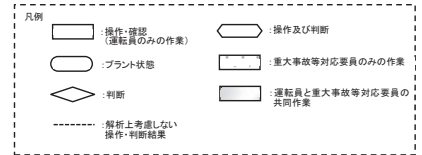
第 2.3.2.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧注水失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
(原子炉注水)



第 2.3.2.2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高圧注水失敗」の重大事故等対策の概略系統図(2/3)  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.3.2.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧注水失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(原子炉注水及び格納容器除熱)



第 2.3.2.4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧注水失敗」 の対応手順の概要

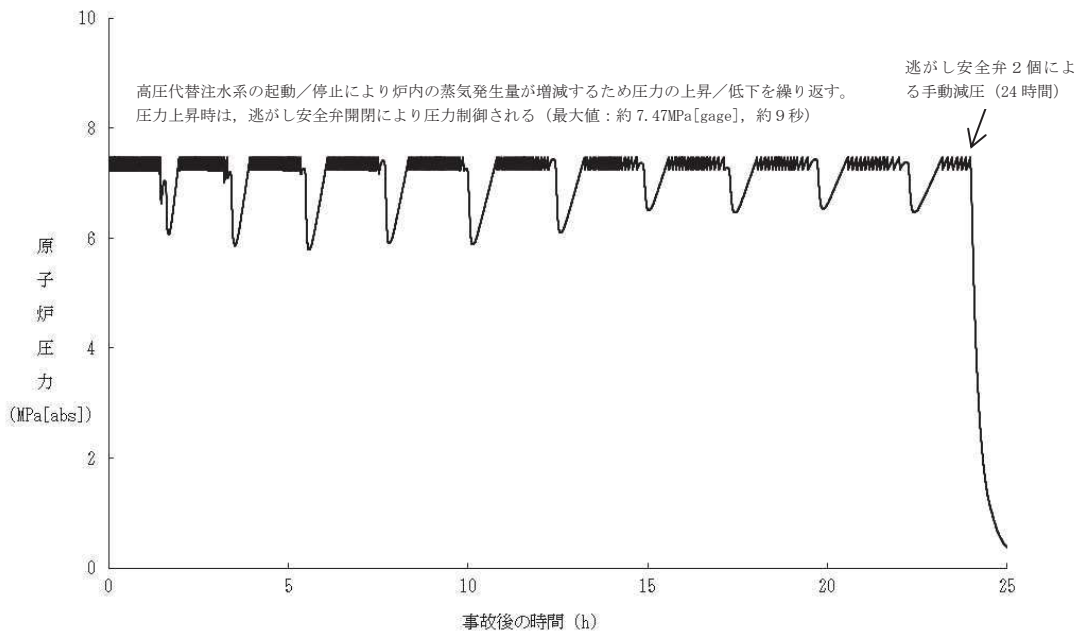


必要な要員と作業項目				経過時間(分)		経過時間(時)		経過時間(日)		備考	
作業項目	実施箇所・必要員数			作業の内容							
	責任者	作業員数	1人あたり所要時間								
	指揮者	作業員数	1人あたり所要時間								
連絡連絡者	作業員数	1人あたり所要時間									
運転員(中央制御室)	運転員(現場)	重大事故等対応要員									
状況判断	3人 A,B,C	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失確認</li> <li>原子炉スクラム・タービントリップ確認</li> <li>非常用ディーゼル発電機等補助機喪失確認</li> <li>常設代替交流電源設備自動起動確認</li> <li>原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系統喪失確認</li> <li>主蒸気隔離弁全閉確認。遠隔/安全弁による原子炉圧力制御確認</li> <li>原子炉補機冷却水系統喪失確認</li> </ul>						
高圧代替注水系統稼働	1人 [C]	-	-	5分	高圧代替注水系統 系統構成・起動操作						
高圧代替注水による原子炉注水	1人 [C]	-	-	5分	高圧代替注水による原子炉注水は、低圧代替注水系統(常設)(復水移送ポンプ)による注水開始を待機するまで実施						
常設代替交流電源設備受電準備	2人 [A,B]	-	-	5分	非常用交流電源受電準備						
低圧代替注水系統(直流駆動低圧注水ポンプ)準備操作(解断上考慮せず)	1人 [B]	2人 [D,F]	-	30分	低圧代替注水系統(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)系統構成(現場) 低圧代替注水系統(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)系統構成(中央制御室) 低圧代替注水系統(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)運転/運転確認						
減圧調整確認	-	2人 [D,F]	-	30分	高圧受電ガス供給系(非常用) 系統構成						
交流電源確保	-	2人 [D,F]	-	10分	交流電源確保確認						
アークセルト検知	-	4人 [K,N-O]	-	4時間	アークセルト検知(復旧が必要な場合)						
緊急時対応(解断上考慮せず)	-	2人 [N-O]	-	2時間	電源装置(緊急時対応用)						
電源確保(解断上考慮せず)	-	2人 [D,F]	-	2時間	電源装置(可動型代替交流電源設備用)						
交流電源回復操作(解断上考慮せず)	-	-	-	-	非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復						
原子炉補機冷却水系回復操作(解断上考慮せず)	-	-	-	-	原子炉補機冷却水系 機能回復						
原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系回復操作(解断上考慮せず)	-	-	-	-	原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系 機能回復						
燃料プール水位 再開(解断上考慮せず)	1人 [B]	-	-	30分	スキマージタンク水位調整						
燃料プール水位 再開(解断上考慮せず)	1人 [B]	-	-	30分	燃料プール水位調整 燃料プール水位調整 燃料プール水位調整						
直流電源確保	1人 [B]	-	-	5分	直流電源負荷切り離し(125V直流負荷)(中央制御室) 直流電源負荷切り離し(125V直流負荷)(中央制御室) 直流電源負荷切り離し(125V直流負荷)(現場)						
高圧代替交流電源設備負荷制御操作	1人 [B]	-	-	5分	交流電源負荷切り離し(中央制御室)						
代替注水準備(解断上考慮せず)	-	3人 [A-C]	-	6時間	大容量注水ポンプ(タイプ1)の設置、ホース敷設、接続 大容量注水ポンプ(タイプ1) 監視						
大容量注水ポンプ(タイプ1)による高圧代替注水からの注水タンクへの補給(解断上考慮せず)	-	2人 [A,C]	-	3時間	復水貯蔵タンク補給						
原子炉補機冷却水系 準備	1人 [A]	-	-	10分	原子炉補機冷却水系 系統構成						
原子炉補機冷却水系 準備	-	2人 [D,F]	-	3時間	原子炉補機冷却水系 系統構成(現場操作)						
原子炉補機冷却水系 準備	-	4人 [D-I]	-	9時間	可動型設備保管場所への移動 原子炉補機冷却水系準備 保安設備ユニット及び非常用注水ポンプ(タイプ1)の設置、ホース敷設、接続						
原子炉補機冷却水系 準備	-	2人 [D,F]	-	30分	原子炉補機冷却水系稼働後の原子炉補機冷却水系点検						
常設代替交流電源設備受電準備	2人 [A,B]	-	-	5分	保安設備ユニットの起動、監視						
常設代替交流電源設備受電準備	2人 [A,B]	-	-	5分	非常用交流電源受電準備						
低圧代替注水系統(常設)	1人 [B]	-	-	5分	低圧代替注水系統(常設)(復水移送ポンプ)系統構成						
低圧代替注水系統(常設)	1人 [B]	-	-	5分	低圧代替注水系統(常設)(復水移送ポンプ)運転/運転確認						
低圧代替注水系統(常設)	1人 [B]	-	-	5分	遠隔/安全弁 2番 手動開閉操作						
低圧代替注水系統(常設)	1人 [B]	-	-	5分	低圧代替注水系統(常設)(復水移送ポンプ)による水位制御						
燃料プール水位 再開(解断上考慮せず)	1人 [A]	-	-	5分	非常用ガス隔離弁自動起動確認 中央制御室風気調整系起動						
直流電源確保	1人 [B]	-	-	5分	直流電源切り離し負荷復旧(中央制御室)						
直流電源確保	1人 [B]	-	-	5分	直流電源切り離し負荷復旧(現場)						
残留熱除去系 稼働操作	1人 [C]	-	-	10分	残留熱除去系(サブプレッショングループ冷却ポンプ)起動						
残留熱除去系 原子炉注水操作	1人 [C]	-	-	10分	残留熱除去系 注水操作						
残留熱除去系 サブプレッショングループ冷却操作	1人 [C]	-	-	10分	残留熱除去系 サブプレッショングループ冷却操作						
常設代替交流電源設備負荷制御操作	-	2人 [A,B]	-	45分	交流電源負荷切り離し(現場)						
燃料補給準備	-	2人 [L,M]	-	140分	可動型設備保管場所への移動 燃料プール水位調整 大容量注水ポンプ(タイプ1)への給油 燃料ポンプ系準備 原子炉補機冷却水系への給油						
燃料補給	-	2人 [L,M]	-	140分	燃料補給						
必要員数 合計	3人 A-E	17人 A-Q	-	-	必要員数						

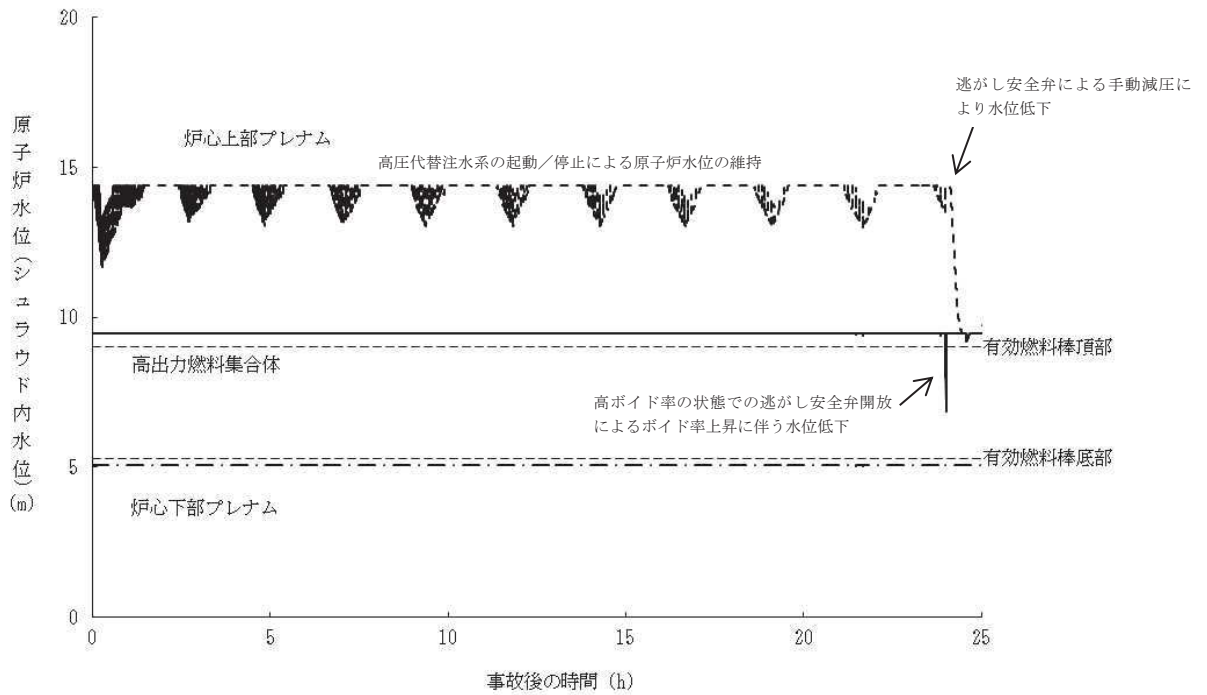
重大事故等対応要員	運転員	7
	重大事故等対応要員	17
	常設代替注水要員	6
合計		30

【注】は作業後移動してきた要員

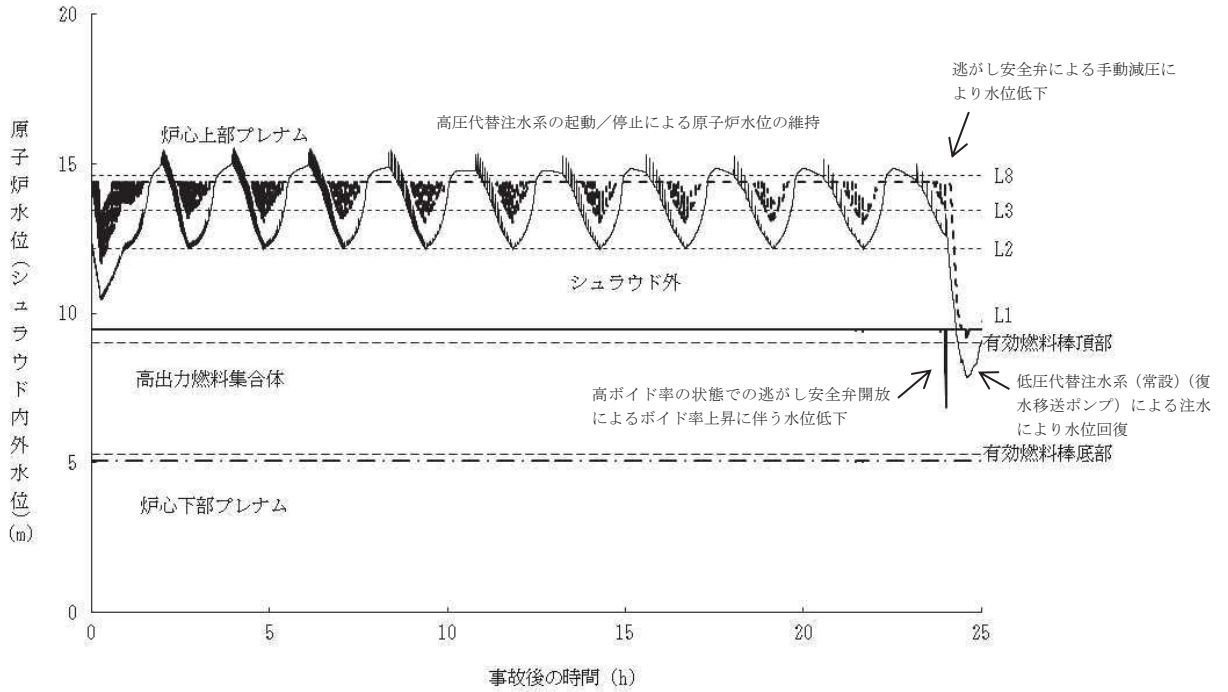
第 2.3.2.5 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗」の作業と所要時間



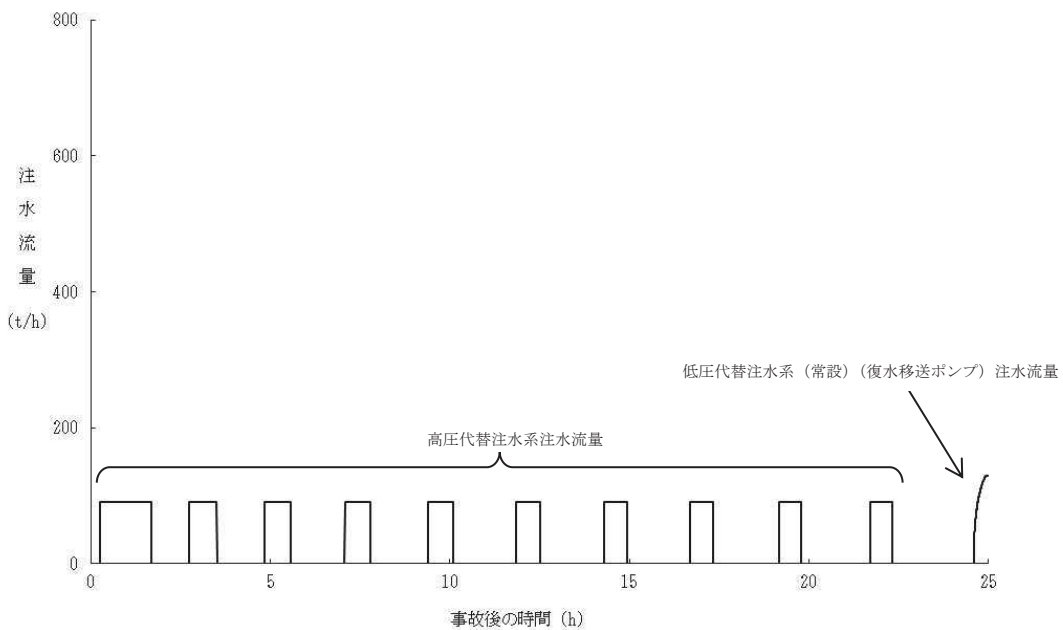
第 2.3.2.6 図 原子炉圧力の推移



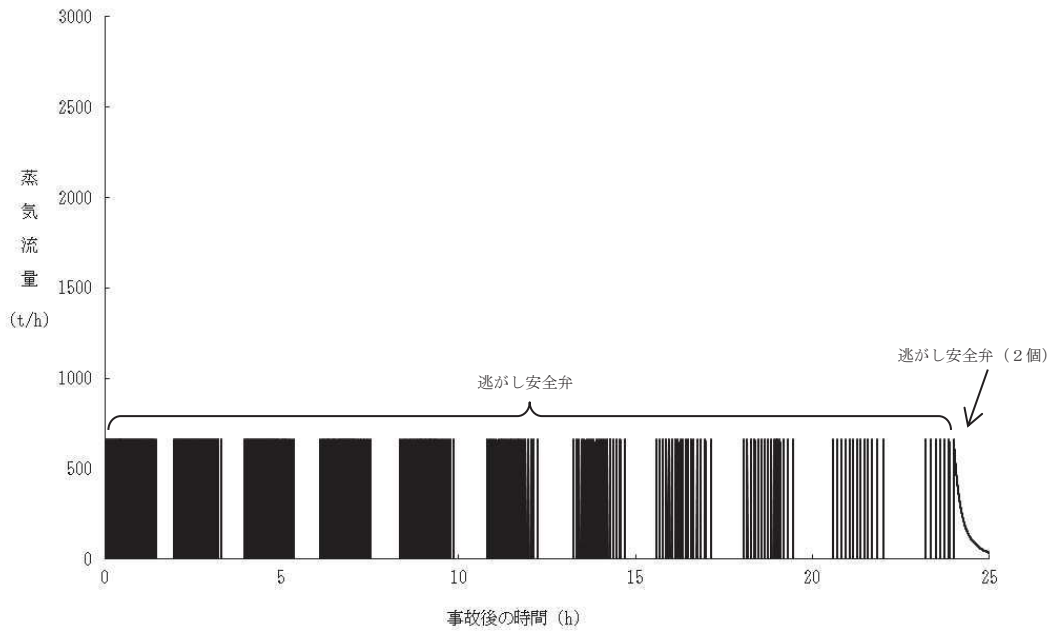
第 2.3.2.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



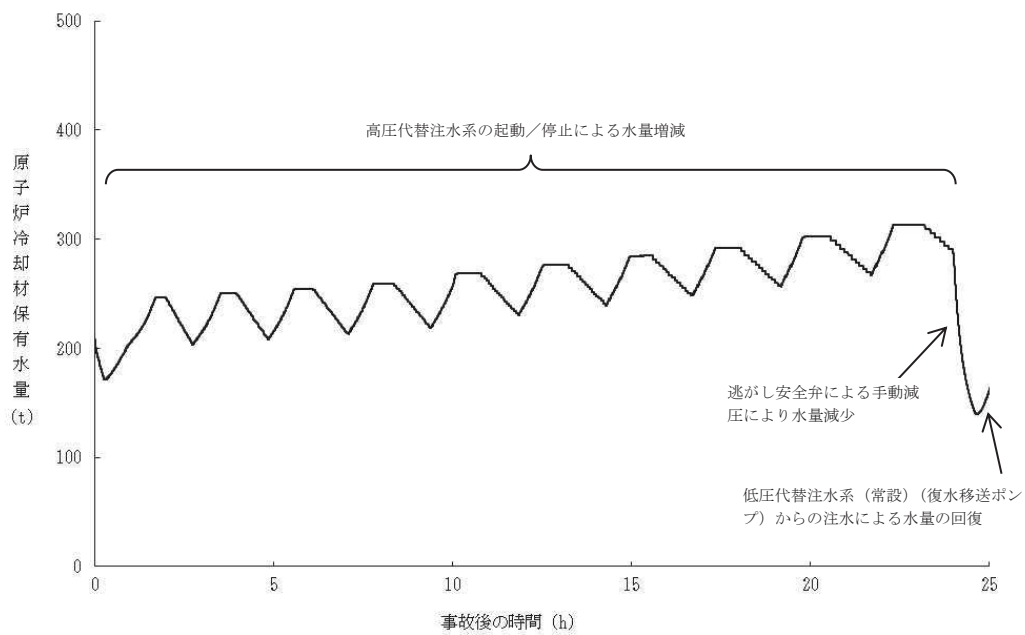
第 2.3.2.8 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



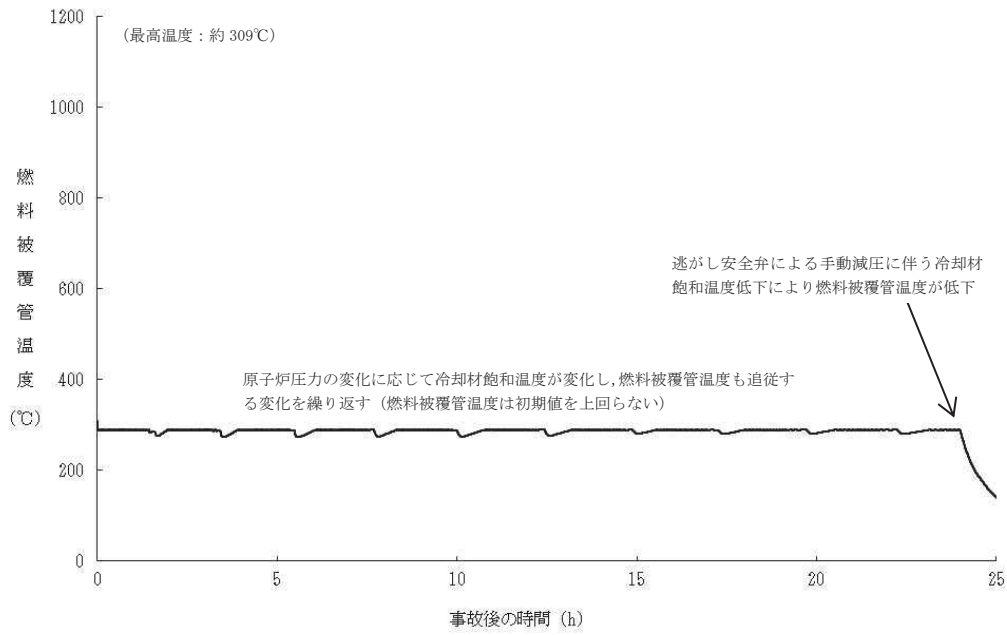
第 2.3.2.9 図 注水流量の推移



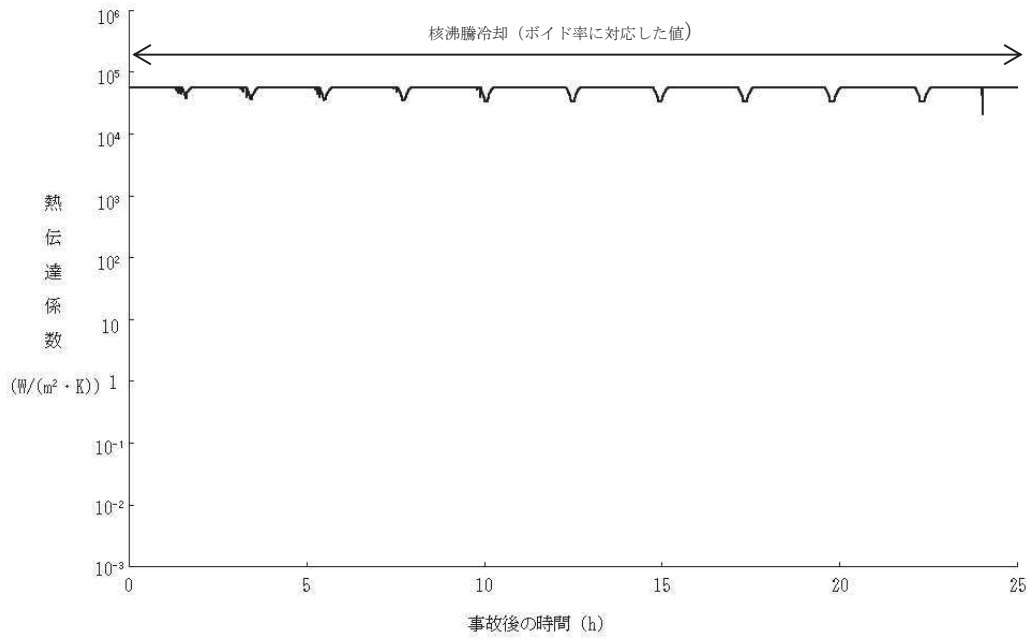
第 2.3.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



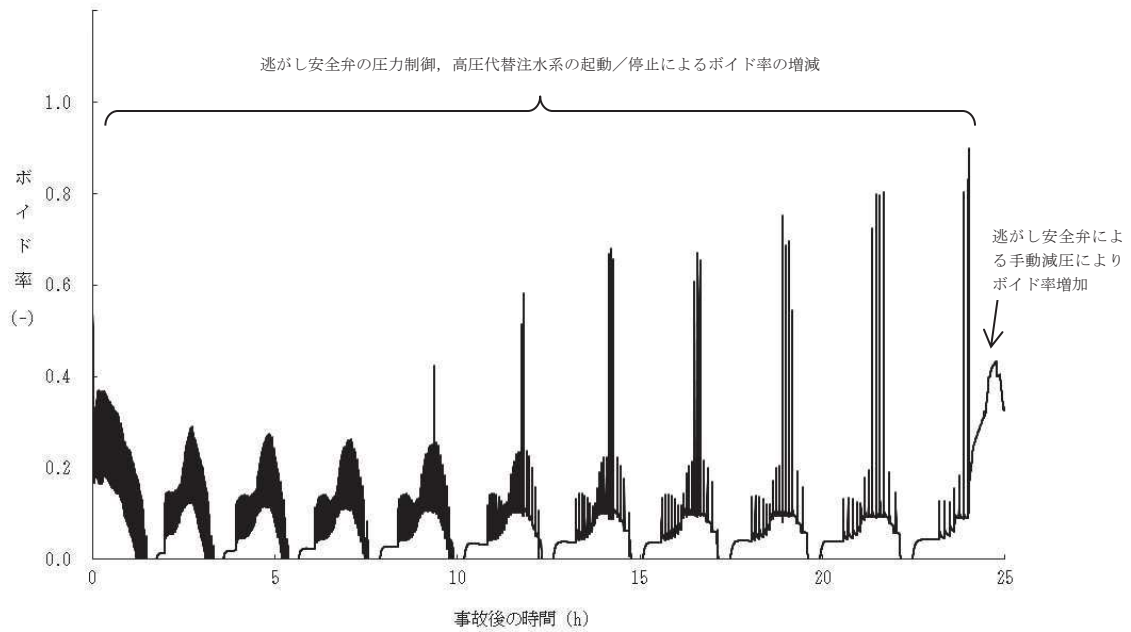
第 2.3.2.11 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移



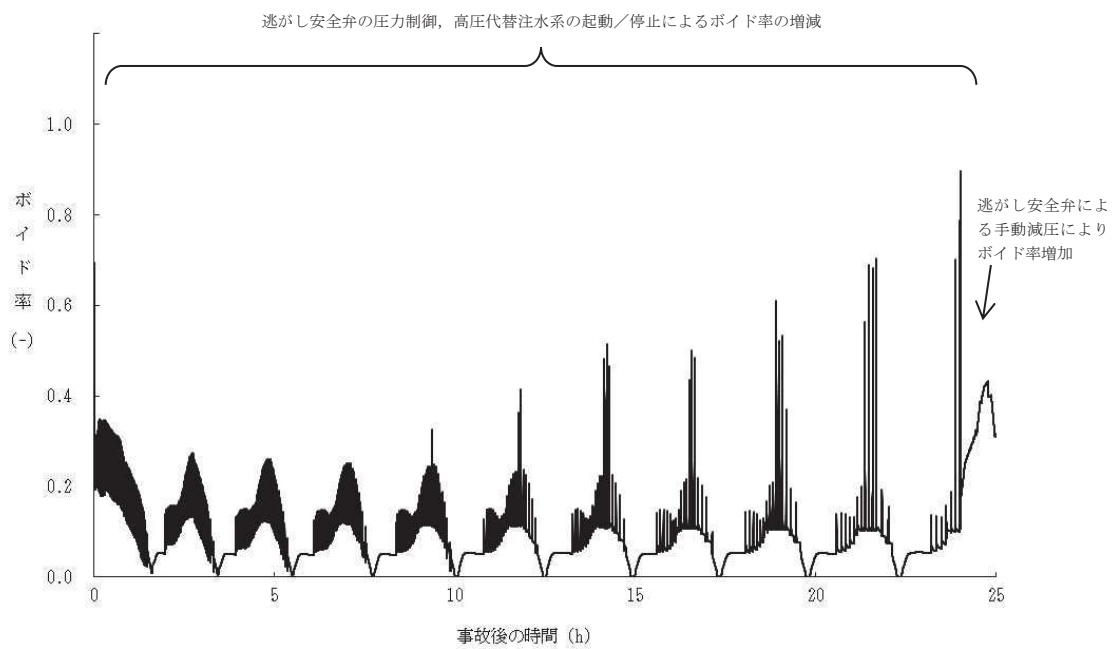
第 2.3.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



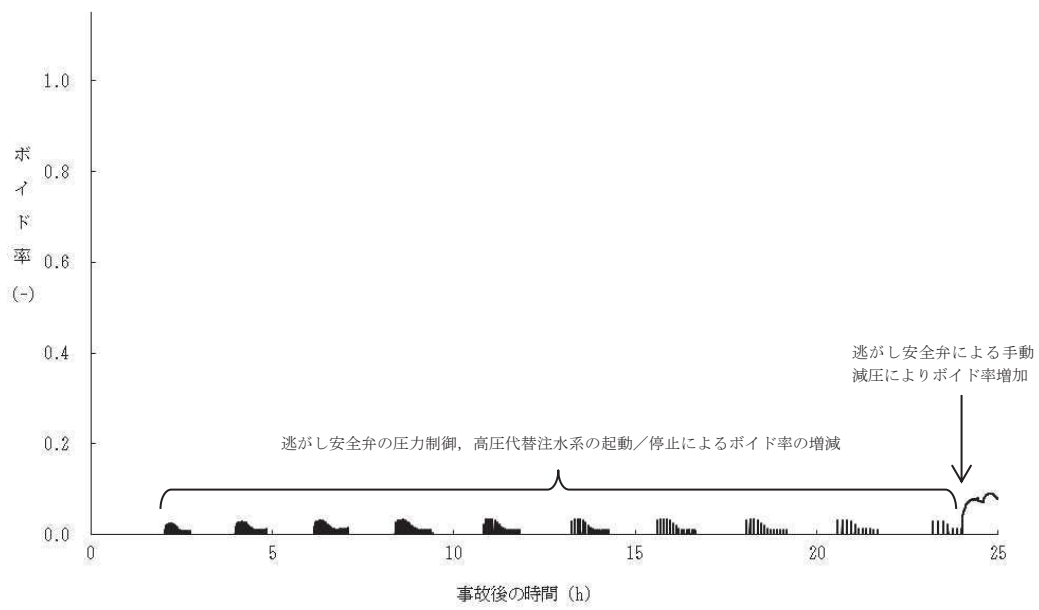
第 2.3.2.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



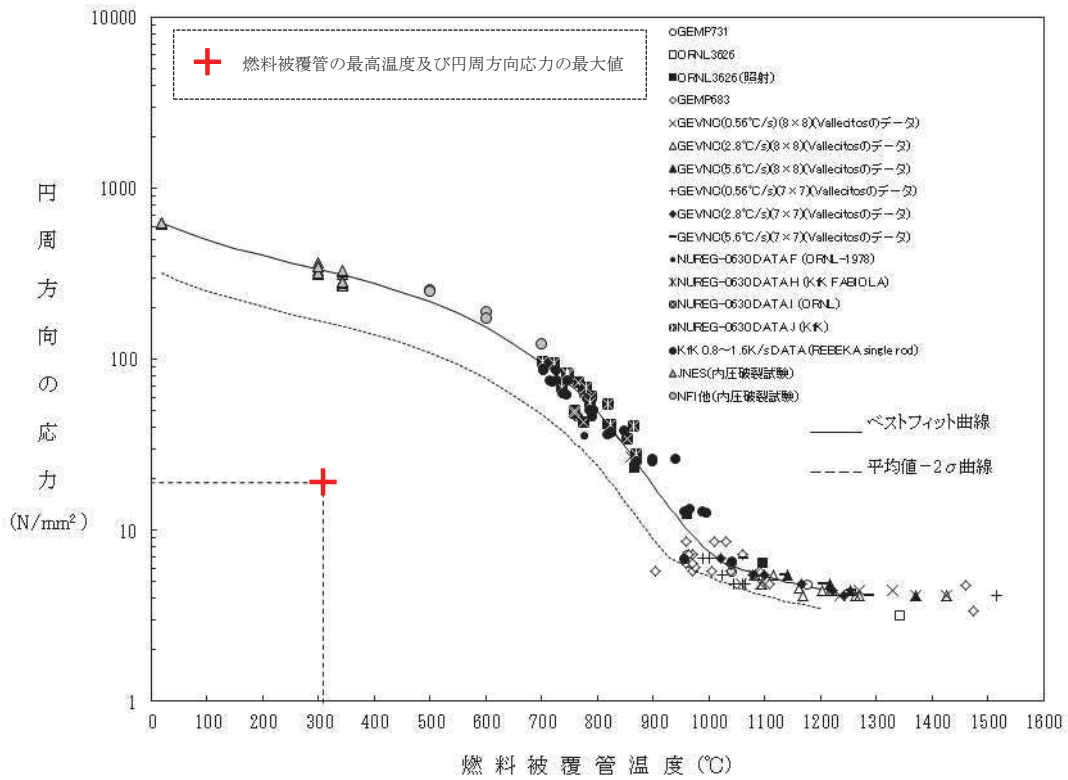
第 2.3.2.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.3.2.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

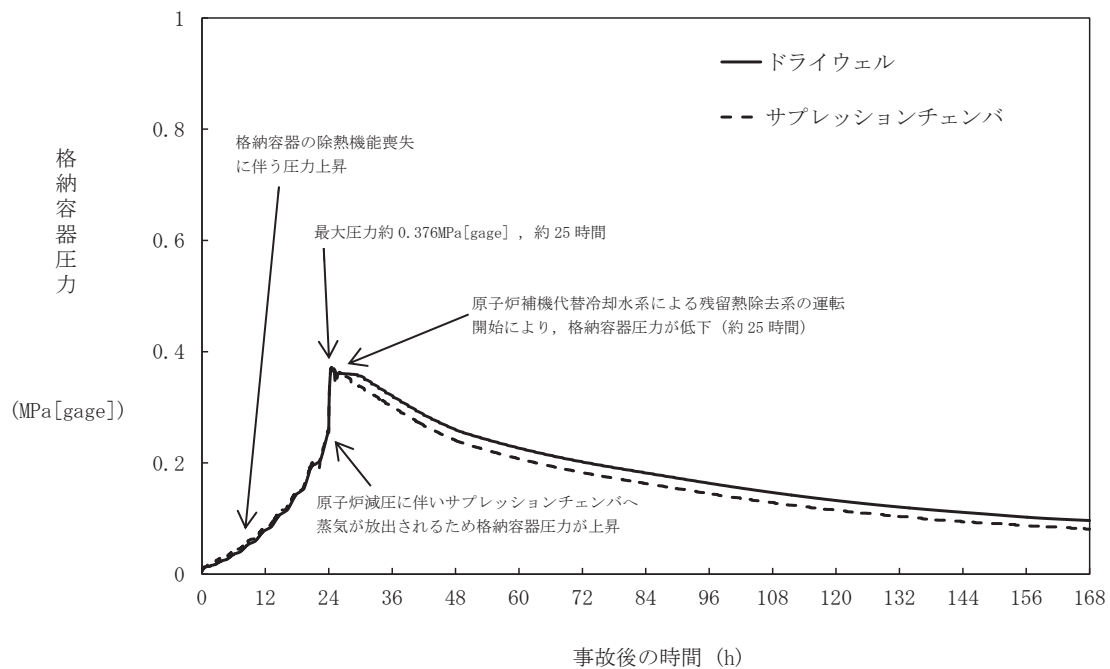


第 2.3.2.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

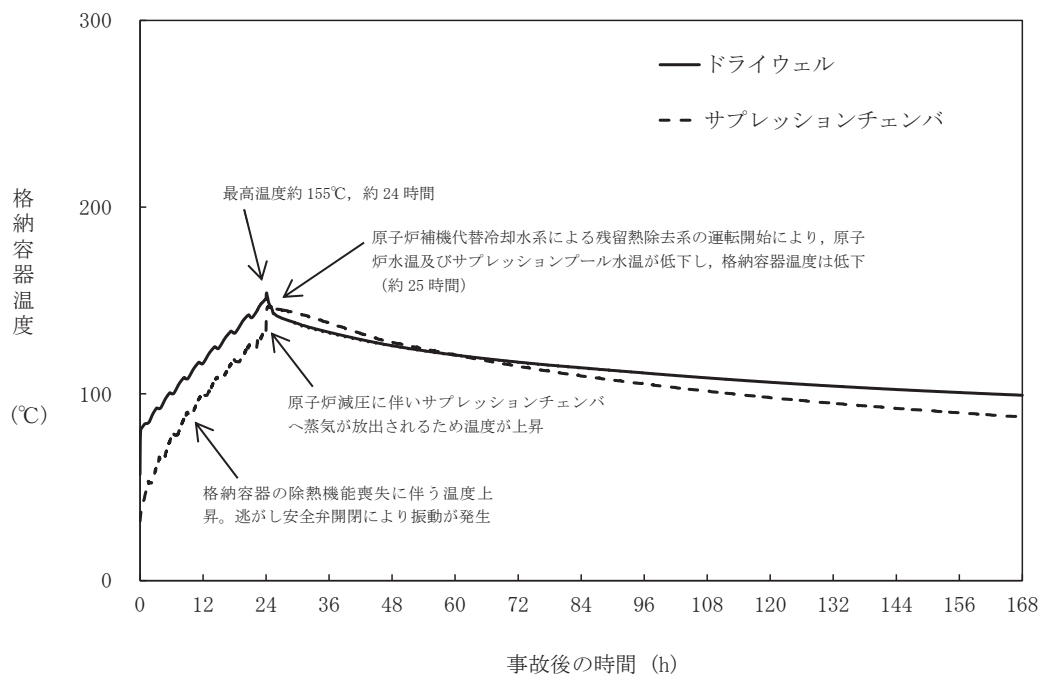


第 2.3.2.17 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

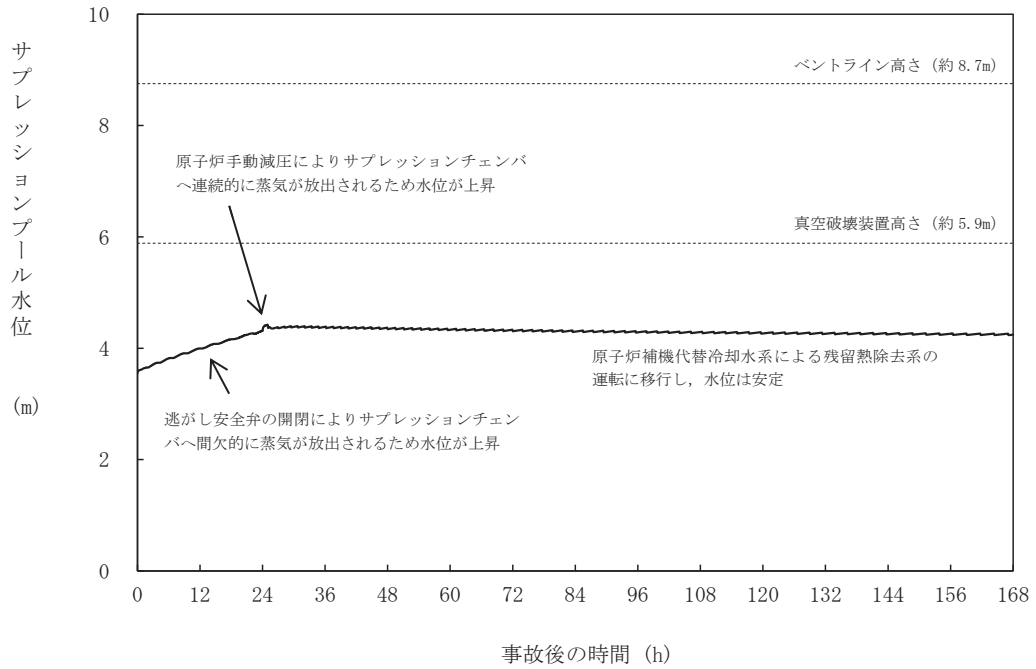




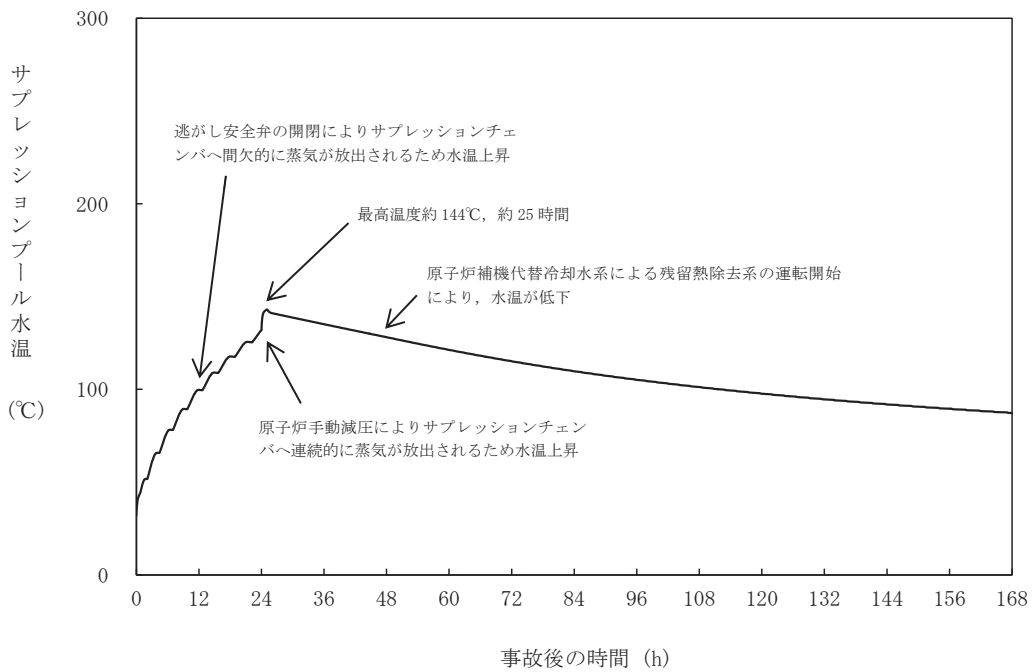
第 2. 3. 2. 18 図 格納容器圧力の推移



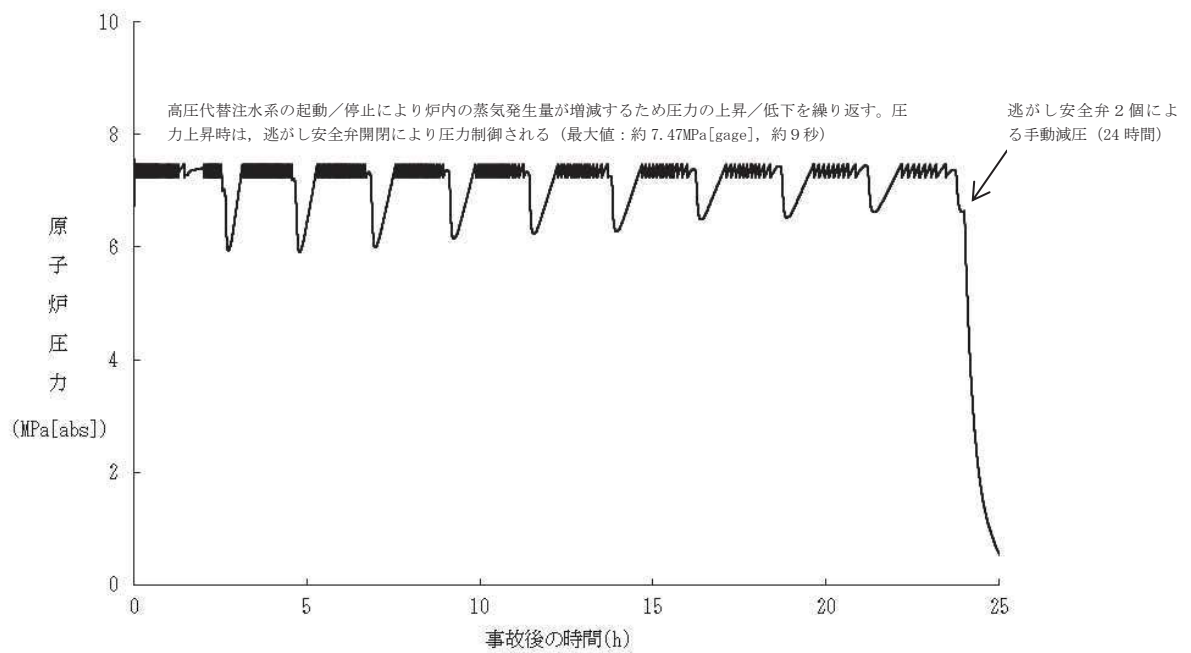
第 2. 3. 2. 19 図 格納容器温度の推移



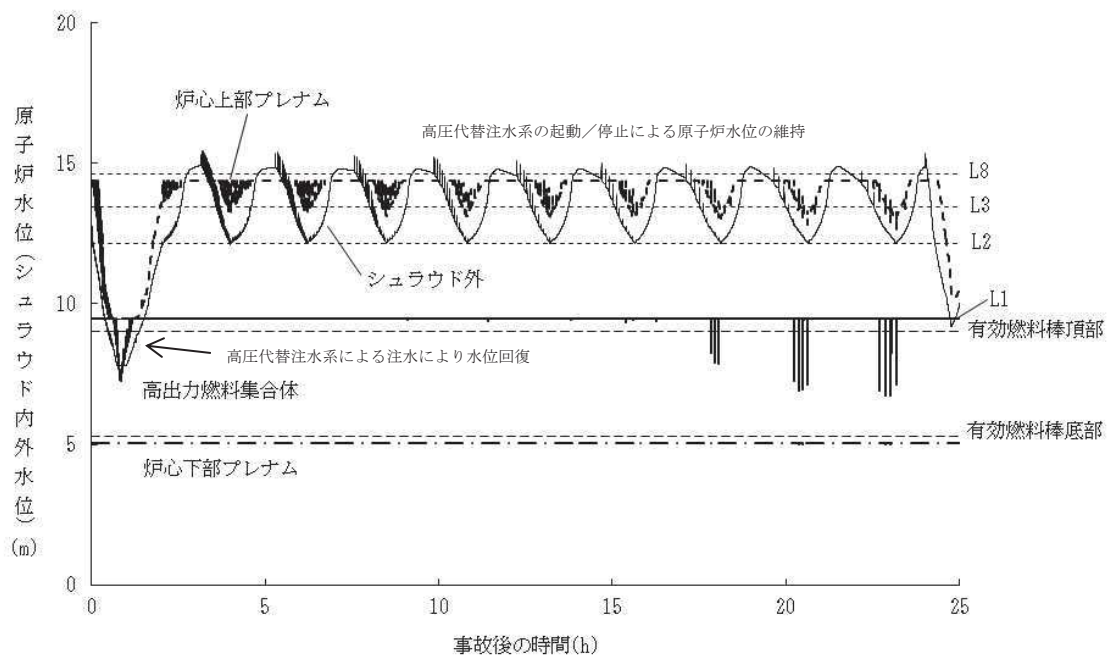
第 2. 3. 2. 20 図 サプレッションプール水位の推移



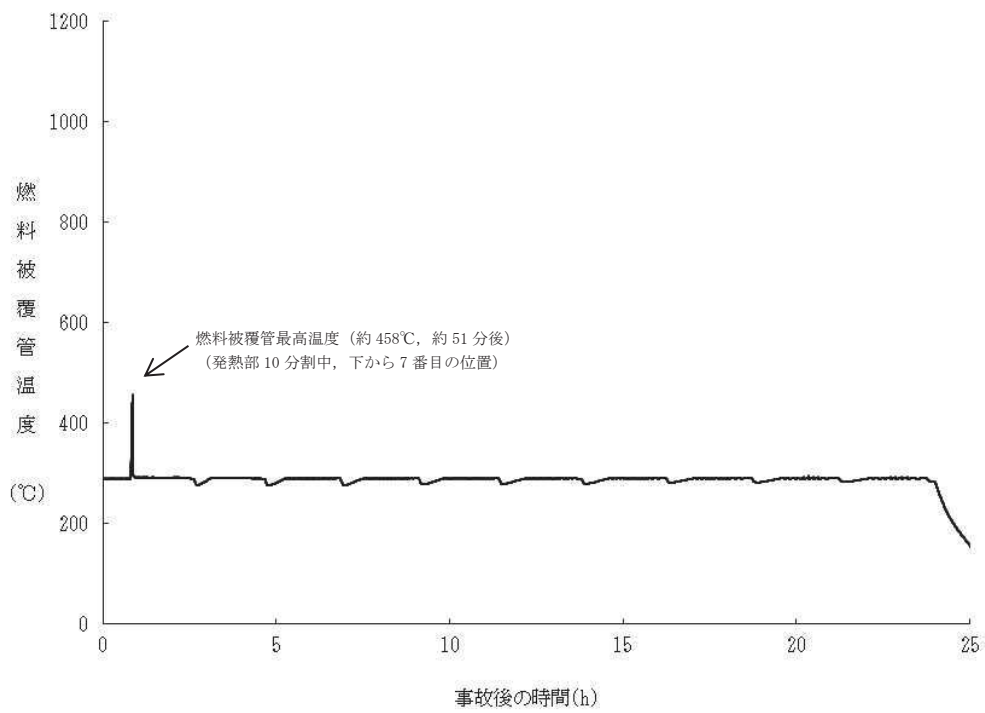
第 2. 3. 2. 21 図 サプレッションプール水温の推移



第 2.3.2.22 図 事象発生 50 分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.3.2.23 図 事象発生 50 分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.3.2.24 図 事象発生 50 分後に注水を開始したケースにおける  
燃料被覆管温度の推移

第 2.3.2.1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋高圧注水失敗時」の重大事故等対策について

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
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等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	所内常設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、以後燃料を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
直流電源負荷切り離し	・高圧代替注水系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、直流負荷の切り離しを実施し24時間にわたって直流電源の供給を行う	所内常設蓄電式直流電源設備	—	—
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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び手動起動し、中央制御室にて逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 逃がし安全弁 ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉圧力 復水移送ポンプ出口圧力
低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると、原子炉への注水が開始される。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 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉水位 原子炉圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転	・原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、残留熱除去系によるサブプレッション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（サブプレッションプール水冷却モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッションプール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	・残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。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 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク 【サブプレッションチェンバ】	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

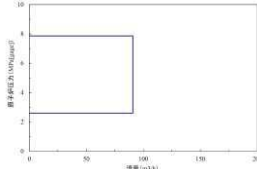
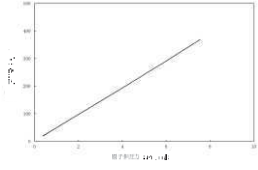
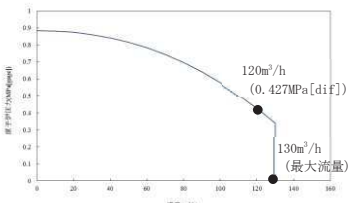
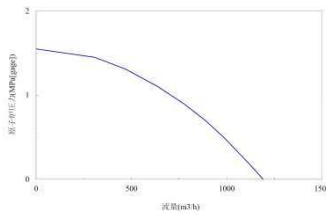
第 2.3.2.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗）＋高圧注水失敗）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+133cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A 型)	—
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の上限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	格納容器温度（ドライウエル）	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値として設定	
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定	

第 2.3.2.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧注水失敗）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
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	原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、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、外部電源が喪失するものとして設定

第 2.3.2.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高压注水失敗）（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する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06 秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定
	高压代替注水系	90.8m <sup>3</sup> /h (7.86～2.60MPa[gage]において)	高压代替注水系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 個, 367t/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 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	120m <sup>3</sup> /h（ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa[dif]において）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 
	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）	熱交換器 1 基当たり約 16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定
	残留熱除去系（低压注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系（低压注水モード）の設計値として設定 〈ポンプ 1 台当たりの注水特性〉 
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃, 海水温度 26℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定



第 2.3.2.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高压注水失敗）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	高压代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 15 分後	事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 5 分とする。
	常設代替交流電源設備からの受電操作	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
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生 25 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が継続的に可能な条件として設定

全交流動力電源喪失後 24 時間の高圧代替注水系の運転継続の妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧注水失敗において、全交流動力電源喪失（以下、「SBO」という。）後 24 時間の間に、高圧代替注水系（以下、「HPAC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。

SBO 後 24 時間の HPAC の運転継続のために必要な設備は、計測制御設備及び電動弁であり、直流電源設備より給電され、その容量は「添付資料 2.3.1.1」にて確認している。図 1 に HPAC の系統構成の概略を示す。事故時には直流電源設備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、HPAC ポンプ設置場所である CUW 配管・バルブ室（以下、「HPAC 室」という。）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、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、SBO 後 24 時間の HPAC の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この機能に期待することは妥当と考える。

以 上

表 1 HPAC 運転継続の影響評価

HPAC 運転継続 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	HPAC ポンプは復水貯蔵タンクを水源とするため、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 タービンの排気圧力上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、HPAC はタービン排気圧力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。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の温度が 40℃を超える可能性が考えられる	中央制御室内の制御盤等からの発熱と中央制御室躯体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 39℃(添付資料 2.3.1.2 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>中央制御室の温度上昇が HPAC 運転継続に与える影響はない</u>
HPAC 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℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、HPAC ポンプ設置場所が 66℃を超える可能性が考えられる	HPAC 室の室内の発熱と HPAC 室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の HPAC ポンプ室の最高温度は約 61℃(補足資料参照)と評価され、HPAC 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 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。

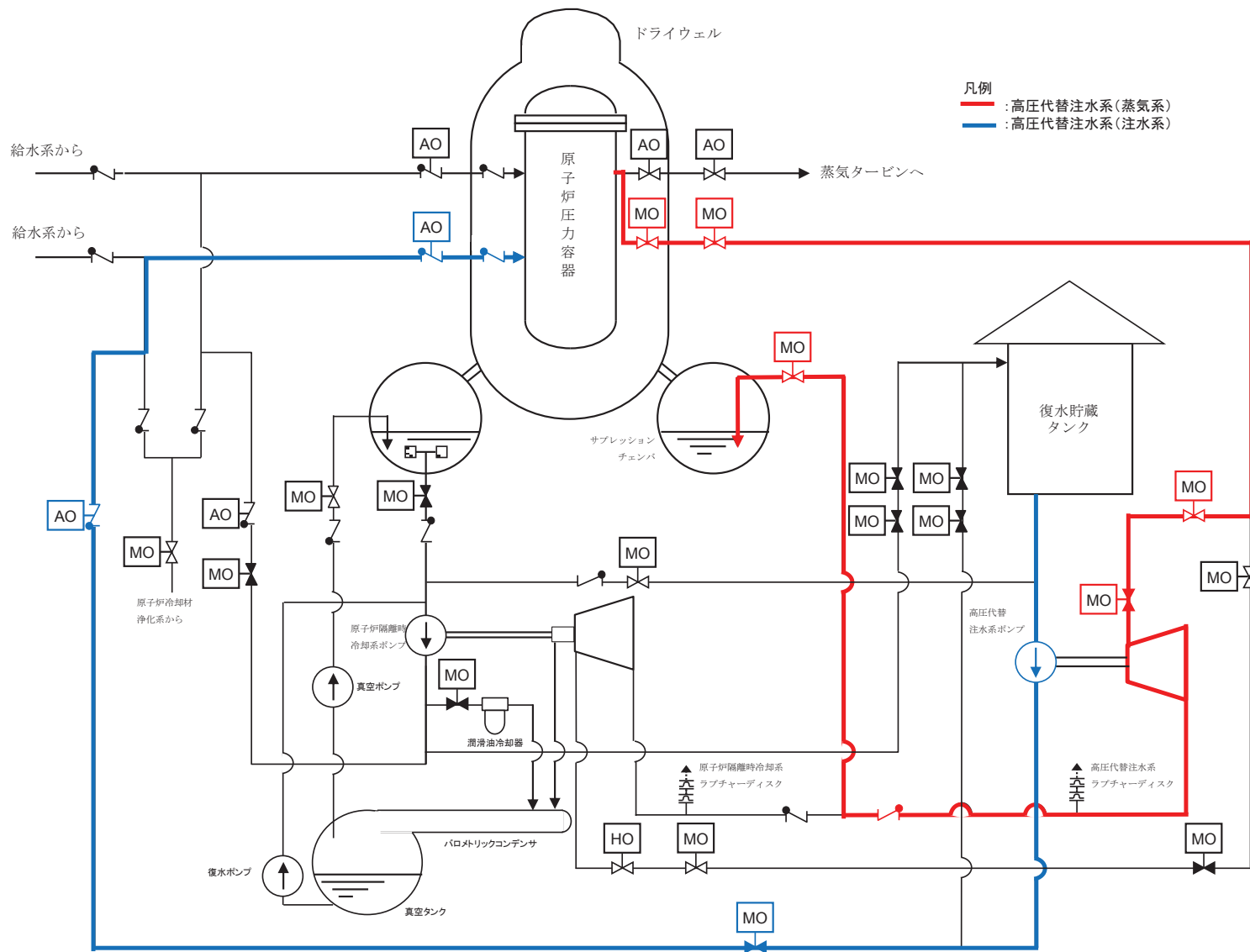


図1 HPAC 系統概要図

## 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. 評価の流れ

SBO 時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象室の温度変化は、機器や配管等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 2.3.1.2 補足資料と同様の方法を用いて HPAC 室の室温を評価した。

## 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 参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 

一般エリア	40.0℃
CUW 非再生熱交換器 (A) (B) 室	50.0℃
MS トンネル室	55.0℃
CUW 再生熱交換器室/ トーラス室	145.0℃
- ・壁—空気の熱伝達率<sup>※1</sup>：0～3.7W/m<sup>2</sup>K  
 [出典：日本機械学会 伝熱工学資料 第 5 版]  
 ※1 各壁面についての自然対流熱伝達率を設定
- ・コンクリートの熱伝導率：1.63W/mK  
 [出典：日本建築学会 原子炉建屋構造設計指針・同解説]

表 1 評価する部屋の条件

条件	HPAC 室
発熱負荷 [W]	7140
容積 [m <sup>3</sup> ]	302
室内空気の比熱 <sup>※2</sup> [J/kgK]	1007
初期温度 [℃]	40

※2[出典：日本機械学会 伝熱工学資料第 5 版]

### 3. 評価結果

SBO 時において、事象発生から 24 時間後の HPAC 室の最高温度は約 61℃となり、設計上想定している環境温度の上限値<sup>※3</sup>を超過しないため、HPAC 運転継続に与える影響はない。

※3 HPAC 室 : 66℃

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失敗）+高圧注水失敗）

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（SAFER）（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、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価が、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309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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モニタ（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。原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約25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、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309℃）を上回ることにはない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。 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放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、低圧代替注水系を注水手段として用いる本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。 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309℃）を上回ることにはない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。

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 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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。	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、全交流動力電源喪失確認、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(シュラウド外水位)の低下挙動が早い場合であっても、これらの操作手順(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(シュラウド外水位)の低下挙動が早い場合であっても、これらの操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。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、解析コードはシュラウド外水位を現実的に評価す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、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309℃)を上回ることではない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想定する必要はない。	解析コードは、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挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、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。破断口及び逃がし安全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、平衡均質流に到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、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309℃)を上回ることではない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。
	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く評価する。	「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 (MAAP)

【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した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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ことから、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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝導				
	サブプレッションプール水冷却				

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（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）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			
原子炉熱出力	2,436MWt	2,435MWt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は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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は、燃料棒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、燃料棒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	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力が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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力が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。
炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (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いことから、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及ぼす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。
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす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。
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、熱力学的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か、両型式の燃料の熱力学的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か、両型式の燃料の熱力学的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。
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、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。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、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)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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。
格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は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は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は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。
格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇が遅くなる。残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転への以降は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、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、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[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時間当たり約15kPa(約25時間で約371kPa[gage])であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約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時間当たり約15kPa(約25時間で約371kPa[gage])であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約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。
真空破壊装置 (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa	3.4kPa (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。
外部水源の温度	40℃	約20℃～約40℃ (実測値)	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、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、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、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、原子炉水位回復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。

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（2/2）

項目		解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）の不確かさ 解析条件		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	外部水源の容量	約 1,192m <sup>3</sup>	約 1,192m <sup>3</sup> 以上	通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備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与える影響はない。	—
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	—	原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定	—	—
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	—	—	本事故シークエ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。	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	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06秒)	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定	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。
	高圧代替注水系	90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～2.60MPa [gage]において）	90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～2.60MPa [gage]において）	高圧代替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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能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。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁2個を開すことによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開すこと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	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	120m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、0.427MPa [dif]において）で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	145m <sup>3</sup> /h（ポンプ2台当たり、0.427MPa [dif]において）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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションプール水温154℃において）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションプール水温154℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定	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。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h（0.14MPa [dif]において）にて注水	1,136m <sup>3</sup> /h（0.14MPa [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	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなるがある。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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）	16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）	原子炉補機代替冷却水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 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（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	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生15分後に注水開始	<p>【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報、ポンプ出口流量指示計等により高圧注水機能喪失を確認する。高圧注水機能喪失の確認については、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失確認（再起動操作含む）に約4分を想定している。これに余裕を含めて10分間を高圧注水機能喪失の確認時間と想定している。高圧注水機能喪失の確認時間には十分な時間余裕を含んでいることから、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。詳細は以下のとおり。 [高圧注水機能喪失確認（再起動操作含む）：10分間（余裕含む）] ・ 原子炉スクラム後の状態確認（外部電源喪失確認含む）に1分間を想定 ・ 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び非常用ディーゼル発電機等の機能喪失の確認に3分間を想定 【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い。 【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い。 【操作所要時間】 高圧代替注水系による原子炉注水操作の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作のため、時間余裕を含めて操作所要時間5分を想定している。 [高圧代替注水系による原子炉注水操作：5分間（余裕含む）] ・ 原子炉隔離時冷却系との系統分離弁等の閉操作等に2分間を想定 ・ 高圧代替注水系の自動起動に必要な電動弁2個の開操作に2分間を想定 ・ 高圧代替注水系起動の確認に1分間を想定 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備からの受電準備が行われているが、事象発生直後、運転員は原子炉の停止確認後、冷却材確保としての高圧注水機能による原子炉注水を最優先に実施するため、操作開始時間に与える影響はない。 【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。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、当該操作を誤る可能性は低い。</p>	高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	事態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉水位は解析結果よりも高く維持され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。	事象発生から50分後（操作開始時間の35分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による原子炉注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約458℃となり、1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。（添付資料2.3.2.3）	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（模擬操作含む）を取得。解析上においては、起因事象の全交流動力電源喪失から高圧代替注水系起動まで15分を想定しているところ、訓練実績は約12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。
	常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）	事象発生1時間後までに切り離し操作完了（事象発生15分後に操作を開始し、操作時間は5分）	<p>【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可（全交流動力電源喪失）と判断する。この場合、原子炉が未臨界となったことを確認した後、中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作を開始する手順としている。よって解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 【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おり、操作開始時間に与える影響はない。 【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い。 【操作所要時間】 中央制御室で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、操作スイッチ4個の操作であり、約1分で操作可能であるが、余裕を含めて5分の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作時に、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い。 【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>	全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、事態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。	事態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できず、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。	事象発生から1時間後（操作開始時間の40分の時間遅れ）までに常設直流電源設備の枯渇時間を遅延できず、直流電源が枯渇することはない。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（模擬操作含む）を取得。起因事象の全交流動力電源喪失発生から常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）が開始できれば、直流電源が枯渇することはない。訓練実績は約10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 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(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	常設直流電源負荷切り離し操作(現場操作)	事象発生8時間後	<p>常設直流電源負荷切り離し操作(現場操作)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> <p>【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可(全交流動力電源喪失)と判断する。これにより現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作を開始する手順としている。よって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>【要員配置】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、中央制御室操作を行う運転員とは別の運転員(現場)を配置している。運転員(現場)は、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】 中央制御室から操作現場である制御建屋内の電源盤までのアクセスルートは制御建屋のみであり、通常4分程度で移動可能である。また、制御建屋内での操作場所間の移動は、通常1分程度で移動可能であり、これら移動時間に時間余裕を加えて操作所要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】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、電源盤のスイッチ28個の操作であり、移動時間及び時間余裕を含めて1時間の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作時に、当該操作に対応する運転員(現場)に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員の現場操作は、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>	全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、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。	常設直流電源負荷切り離し操作(現場操作)までの時間は、事象発生から約8時間の時間余裕がある。	常設直流電源負荷切り離し操作は移動時間を含め1時間を想定しているところ、訓練実績等では約40分で操作が可能なることを確認した。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。
	各機器への給油(原子炉補機代替冷却水系)	事象発生から24時間以降、適宜	<p>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作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定</p> <p>各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約24時間以降であり十分な時間余裕がある。</p>	—	—	—	<p>有効性評価では、原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット(1台)及び大容量送水ポンプ(タイプI)(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、原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI))への給油準備(現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで)は、所要時間140分のところ訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。また、各機器への給油作業は、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>原子炉補機代替冷却水系への給油作業は、熱交換器ユニットが許容時間900分のところ、訓練実績等では約40分、大容量送水ポンプ(タイプI)が、許容時間300分のところ、訓練実績等では約40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 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（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	常設代替交流電源設備からの受電操作	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。	—	—	—	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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備の受電操作に5分を想定しているところ、訓練実績では約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。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作	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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備による電源供給を確認してから低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備完了まで4分を想定しているところ、訓練実績では約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。
	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	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）（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急速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 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(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	原子炉補機代替冷却水系の起動操作	事象発生24時間後に準備完了	<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等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する手順としており、大容量送水ポンプ(タイプI)の準備完了後に引き続き実施する作業であることから、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>【要員配置】 原子炉補機代替冷却水系の準備は、中央制御室にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員、現場にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成等を行う運転員(現場)及び原子炉補機代替冷却水系の移動、敷設を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。中央制御室及び現場の運転員は原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 中央制御室における原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成は、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い。また、現場で行う原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等については、中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の手動弁まで通常9分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14分間を操作所要時間に含めて想定していることから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、復水貯蔵タンクへの補給に用いる大容量送水ポンプ(タイプI)の準備完了(事象発生10時間)後に開始する。重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分間を操作所要時間に含めて想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 原子炉補機代替冷却水系の準備の作業内容及び操作所要時間等は以下のとおりである。これらの作業は並行して行う作業を含んでいることから、移動時間20分を含んだ合計9時間の想定であり、これに余裕を含めて14時間(事象発生後24時間)を操作所要時間として想定している。よって、原子炉補機代替冷却水系の準備には十分な余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。なお、原子炉補機代替冷却水系に用いる熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI)は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。</p> <p>[原子炉補機冷却水系の系統構成(運転員):10分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機冷却水系弁の開操作に10分間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成(運転員(現場)):1.3時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機冷却水系弁の開操作に1.3時間を想定(中央制御室から弁設置場所への移動時間14分含む)</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI))の準備(重大事故等対応要員):9時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI)の設置、ホース敷設、水張り等(移動時間20分含む)に9時間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機冷却水系空気抜き操作(運転員(現場)):50分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続した原子炉補機冷却水系の空気抜き操作に50分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員による系統構成(中央制御室及び現場操作)及び重大事故等対応要員による準備作業は、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、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室操作は、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。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上以上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>原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に14時間を想定することで、合計24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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり、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ることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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、原子炉補機代替冷却水系の起動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。</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から24時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>運転員の中央制御室からの遠隔操作による原子炉補機代替冷却水系の系統構成は、所要時間10分想定のところ、訓練実績等により約7分で実施可能であることを確認した。原子炉補機代替冷却水系の移動、ホース敷設、大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間14時間想定のところ、訓練実績等により約8時間で実施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、所要時間1.3時間想定のところ約48分、空気抜き操作は所要時間50分間想定のところ約32分で実施可能であることを訓練実績等により確認した。</p> <p>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>	
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サブレーションプール水冷却モード)運転操作	事象発生25時間後	<p>原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電後として設定</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サブレーションプール水冷却モード)運転操作までの時間は、事象発生から25時間あり、十分な時間余裕がある。</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、残留熱除去系ポンプを起動し、サブレーションプール水冷却モードのための系統構成に約6分。</p> <p>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	残留熱除去系(サブレーションプール水冷却モード)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)に到達	<p>格納容器除熱及び原子炉水位制御(レベル3～レベル8)が継続的に可能な条件として設定</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作までの時間は、事象発生から25時間あり、十分な時間余裕がある。</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、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。</p> <p>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

## 注水操作の時間余裕について

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失敗）＋高圧注水失敗」及び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失敗）＋直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳することから、高圧代替注水系による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは、高圧代替注水系による注水が遅れ、事象発生 50 分後に開始した場合の影響について評価した。

表 1 に示すとおり、高圧代替注水系による原子炉注水が事象発生 50 分後から開始された場合においても、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足する。

そのため、高圧代替注水系による注水操作については、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失敗）＋高圧注水失敗」においては 35 分、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失敗）＋直流電源喪失」においては 10 分の時間余裕がある。

表 1 注水遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

注水開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
事象発生 50 分後	約 458℃	1%以下



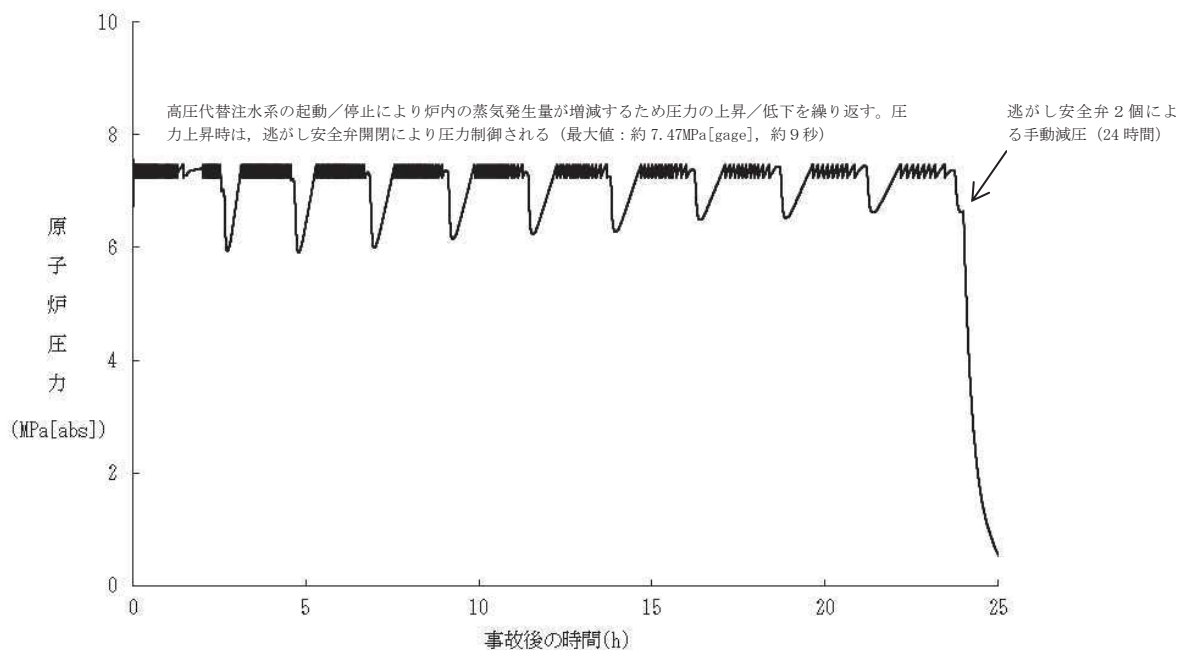


図 1 事象発生 50 分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移

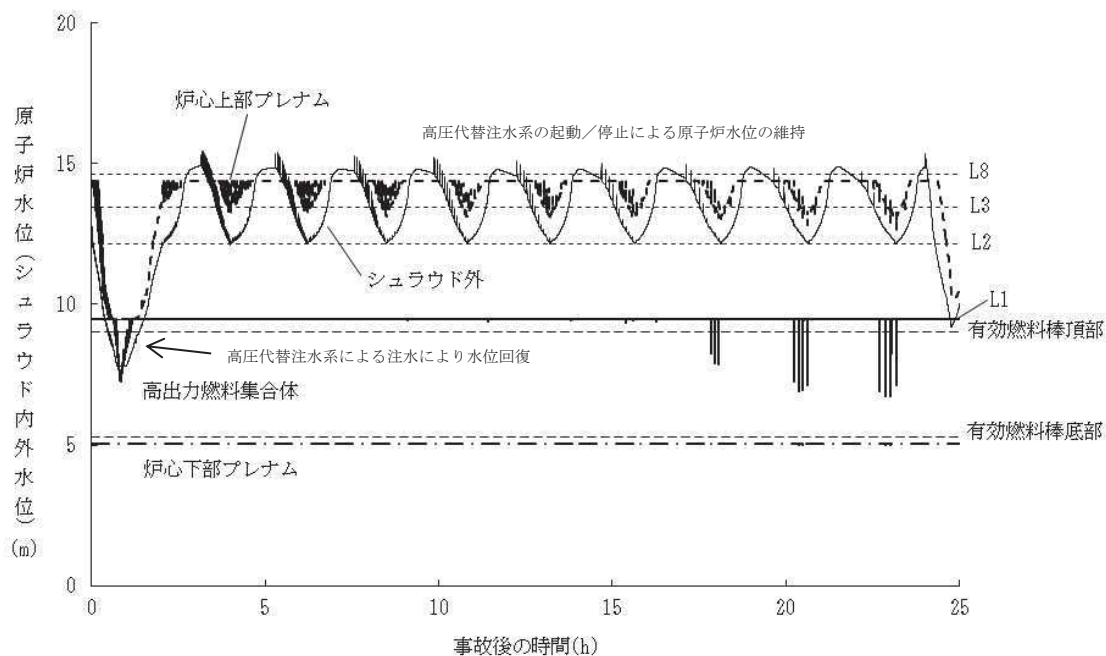


図 2 事象発生 50 分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

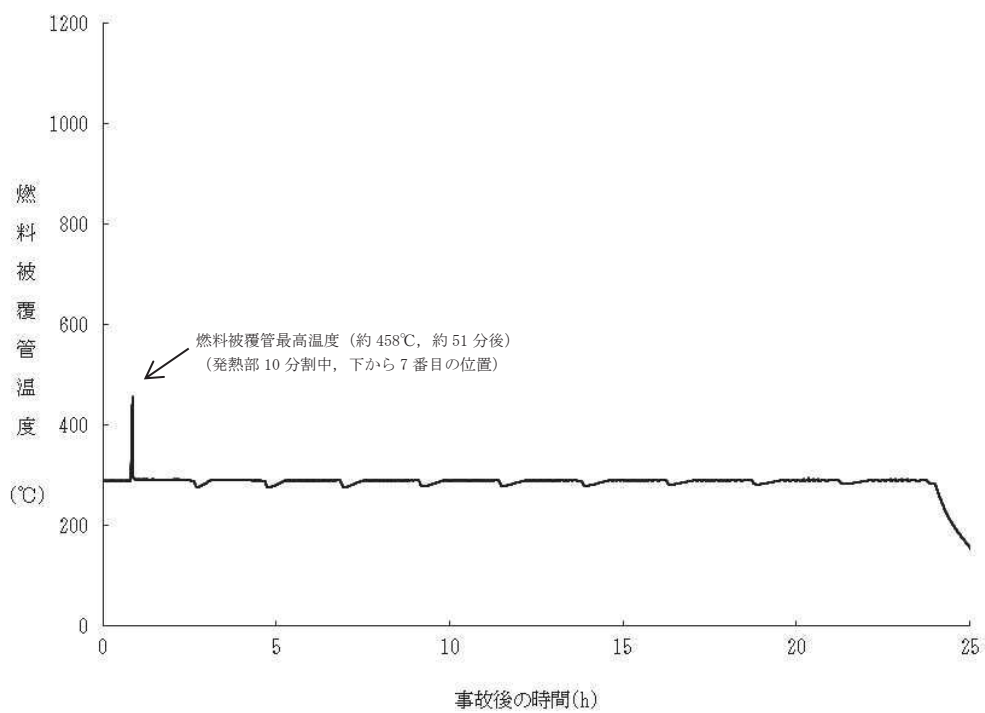


図3 事象発生 50 分後に注水を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移

7日間における水源評価結果について  
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧注水失敗)

1. 水源に関する評価

○水源

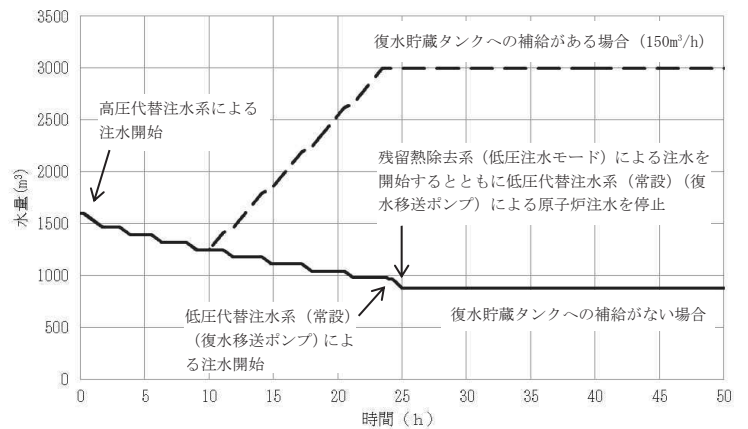
- ・ 復水貯蔵タンク水量  
 : 約 1,192m<sup>3</sup>

○水使用パターン

- ・ 高圧代替注水系及び低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水

事象発生後 24 時間は、復水貯蔵タンクを水源とする高圧代替注水系による原子炉注水を実施する。炉心冠水後は原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で注水する。

その後、事象発生 25 時間後までは復水貯蔵タンクを水源とする低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により注水する。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。



○時間評価 (右上図)

復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため、復水貯蔵タンク水量は減少する。事象発生 25 時間後に、サプレッションプール水を水源とした残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水を実施するため、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を停止する。これにより、事象発生 25 時間後に復水貯蔵タンク水量の減少は停止する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、合計約 730m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンクで約 1,192m<sup>3</sup> の水を保有することから必要水量を確保可能である。残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水開始後は、サプレッションプール水を水源とした原子炉注水を行うことから、7日間の継続実施が可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

## 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋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失敗）＋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＋HPCS失敗」<sup>※1</sup>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等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失敗）＋直流電源喪失」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。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、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等が喪失した状態において、直流電源喪失により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、常設代替直流電源設備より電源を給電した高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水の準備が完了したところで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による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失敗）＋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、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、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原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.3.3.1 図から第 2.3.3.4 図に、手順の概要を第 2.3.3.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.3.3.1 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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、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、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.3.3.6 図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認<sup>※2</sup>

外部電源喪失とともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失<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プール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 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「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が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. 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)b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。

c. 直流電源切替

高压代替注水系，計装設備等で使用する直流電源を確保するため，125V 直流主母線盤を常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池）の受電に切り替える。また，125V 代替蓄電池使用開始から 8 時間経過するまでに 125V 直流主母線盤の受電を可搬型代替直流電源設備に切り替え，低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）による原子炉注水に必要な電気作動弁，計装設備等へ 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。

d. 高压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压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，運転員による高压代替注水系の手動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，事象発生 8 時間まで常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池）から供給される。

高压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，高压代替注水系ポンプ出口流量等である。

e. 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できない場合，低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）による原子炉注水の準備として，原子炉建屋内操作により高压炉心スプレイ系注入隔離弁の手動開操作を行う。

また，原子炉急速減圧前に，低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）による原子炉注水準備として，中央制御室からの遠隔操作により直流駆動低压注水ポンプ吸込弁の開操作等の系統構成を行った後，直流駆動低压注水ポンプを起動する。

格納容器除熱機能が喪失しているため，サブプレッションプールの熱容量制限値到達により，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，原子炉圧力等である。

f. 低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）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，原子炉圧力が低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）の圧力を下回ると，原子炉への注水が開始され，原子炉水位が回復する。

低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）による原子炉水位回復を確

認するために必要な計装設備は、原子炉水位等である。

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。

g. 直流電源負荷切離し

低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）で使用する直流電源を確保するため、事象発生から1時間経過後に中央制御室にて直流負荷の切離し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。

h. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作）による系統構成及び復水移送ポンプ1台の起動を行う。また、原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）を手動開操作し、原子炉への注水を開始する。

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉水位回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位等である。

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水開始後に低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水を停止する。

i. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転

残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転については、「2.3.1.1(3)g. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転」と同じ。

j. 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)h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」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等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+HPCS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，原子炉压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，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第 2.3.3.2 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) 起回事象

起回事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失することを想定する。

#### (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等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。

また，原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより，崩壊熱除去機能が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。

起回事象として，外部電源が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，主蒸気止め弁閉信号によるものとする。

#### (b) 高圧代替注水系

高圧代替注水系は，手動起動により，90.8m<sup>3</sup>/h (7.86 ~2.60MPa[gage])においての流量で注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル



8) まで回復した以降は、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）の範囲で維持する。

(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、原子炉の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個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）

逃がし安全弁による原子炉の減圧後に、80m<sup>3</sup>/h（0.427MPa[dif]において）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。

(e) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は、120 m<sup>3</sup>/h（0.427MPa[dif]において）にて原子炉注水し、炉心を冠水維持するように注水する。

(f) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基あたり16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃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、1,136m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切り替えにて実施する。

(h) 原子炉補機代替冷却水系

伝熱容量は16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃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) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は、常設代替直流電源設備からの受電操作に時間余裕を考慮し、事象発生35分後から操作開始とする。操作時間は5分とする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水は、急速減圧の実施基準であるサプレッションプール熱容量制限値を考慮し、事象発生8時間後から開始するものとする。

(c) 交流動力電源は24時間使用できないものとし、事象発生24時間後に常設代替交流電源設備による交流動力電源を供給するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水は、事象発生

24 時間後から開始するものとする。

- (e) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の起動操作は、事象発生 25 時間後から開始するものとする。
- (f) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達した場合に開始するものとする。

### (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）<sup>※1</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.3.3.7 図から第 2.3.3.12 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，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の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.3.13 図から第 2.3.3.18 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の推移を第 2.3.3.19 図から第 2.3.3.22 図に示す。

※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，ECCS 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，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は，シュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

外部電源喪失に伴い，主蒸気止め弁閉による原子炉スクラム信号が発信し，原子炉はスクラムする。また，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより，全交流動力電源喪失に至る。併せて，原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより，除熱機能喪失が発生する。

原子炉の給水が喪失することにより，原子炉水位は低下し，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，高圧代替注水系による原子炉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，事象発生とともに自動停止する。

事象発生から 8 時間経過した時点で，原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は，中

中央制御室からの遠隔操作により、逃がし安全弁 2 個による手動操作にて実施する。

原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による注水が開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

（添付資料 2.3.3.1）

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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため、事象発生から 25 時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による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第 2.3.3.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 672℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第 2.3.3.7 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.47MPa[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 7.77MPa [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格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、事象発生から 25 時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による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、それぞれ約 0.347MPa[gage]（事象発生約 25 時間後）及び約 147℃（事象発生約 25 時間後）に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

第 2.3.3.8 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.3.3.2）

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。

### 2.3.3.3 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。

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+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ると考えられる操作として、常設代替直流電源設備からの受電操作、高圧代替注水系による原子炉注水操作、可搬型代替直流電源設備への電源車接続操作、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の起動操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、原子炉補機代替冷却水系の起動操作とする。

#### (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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納

容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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 2.3.3.3)

#### 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、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高め評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.3)

### (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 2.3.3.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定にあたっては、評価項目となるパラメ

一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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高压代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低压注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.3.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとされており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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。

機器条件の高圧代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.3.3)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替直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10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、直流電源喪失の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。

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40分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧代替注水系による原子炉注水操作の認知時間は、時間余裕を含めて設定されているため、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬型代替直流電源設備への電源車接続操作は、解析上の操作開始時間として事象発生7時間40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、可搬型代替直流電源設備への電源車接続操作は、事象発生5.5時間後に作業を開始し、その後の作業に2時間10分を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性がある。

操作条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作は、解析上の操作開始時間として全交流動力電源喪失及び常設代替交流電源設備からの受電失敗の確認後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の認知時間等は、サブプレッションプール水温の変動により変動する可能性があるため、その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定より変動し得る可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とされない。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、事象発生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、原子炉補機代替冷却水系の準備操作は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に14時間を想定することで、合計24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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.3.3)

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替直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よりも早まる可能性があり、その場合その後実施する高圧代替注水系による原子炉注水操作が早まるため、燃料被覆管温度は解析結果よりも低くな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まる可能性があり、燃料被覆管温度は解析結果よりも低くな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。

操作条件の可搬型代替直流電源設備への電源車接続操作は、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まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、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。

操作条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、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想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。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、原子炉補機代替冷却水系の起動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 2.3.3.3）

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替直流電源設備からの受電操作及び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 10 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、注水開始までの燃料被覆管の最高温度は約 458℃となり 1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替直流電源設備への電源車接続操作については、可搬型代替直流電源設備は事象発生 8 時間後まで直流電源を供給可能な設備であることから、約 20 分間の時間余裕がある。

操作条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、初期の高圧代

替注水系による注水可能継続時間内（24 時間）に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作については、原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から 24 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.2.3, 2.3.3.3）

#### (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。

### 2.3.3.4 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失敗）＋直流電源喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 30 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」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。

（添付資料 2.3.3.4）

##### a. 水源

高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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、合計約 780m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。

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、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。

## 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、本重要事故シーケンスで想定される負荷で7日間運転した場合、約 284kL の軽油が必要となるが、ガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）の使用が可能であることから、7日間の運転継続が可能である。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日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 42kL の軽油が必要となる。これら可搬型重大事故等対処設備については、2号炉の軽油タンク（約 600kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。（合計使用量 約 375kL）

## 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約 4,423kW 必要となるが、常用連続運用仕様である約 6,000kW 未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池）は、使用開始から8時間経過するまでに 125V 直流主母線盤の受電を可搬型代替直流電源設備（電源車）に切り替えることにより、125V 代替充電器盤による 24 時間の直流電源供給が可能である。常設代替直流電源設備（250V 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り離しを行うことにより、24 時間の直流電源供給が可能である。

### 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失敗）+直流電源喪失」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の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失敗）+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及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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＋D G失敗）＋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＋H P C S失敗」について有効性評価を行った。

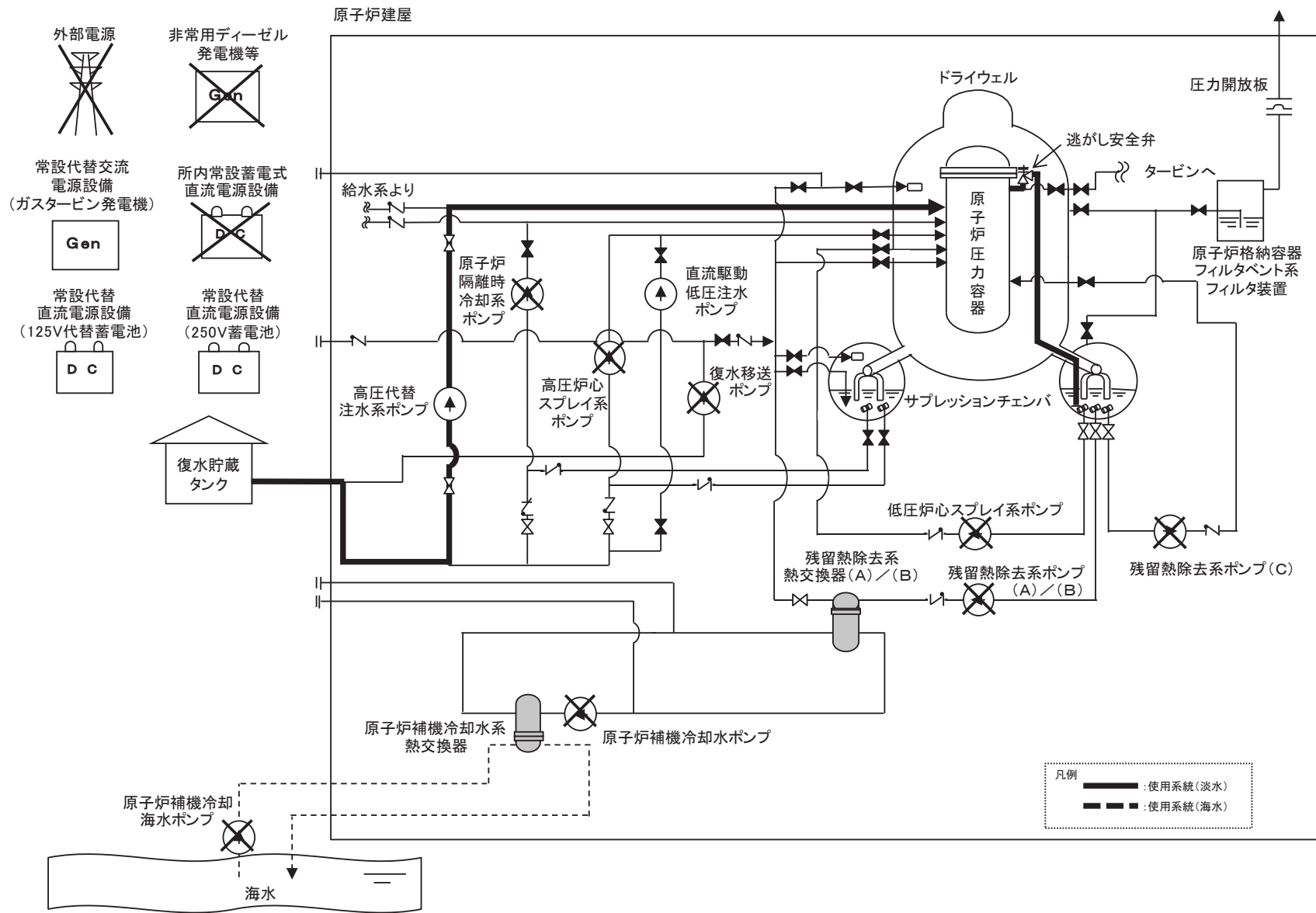
上記の場合においても、高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

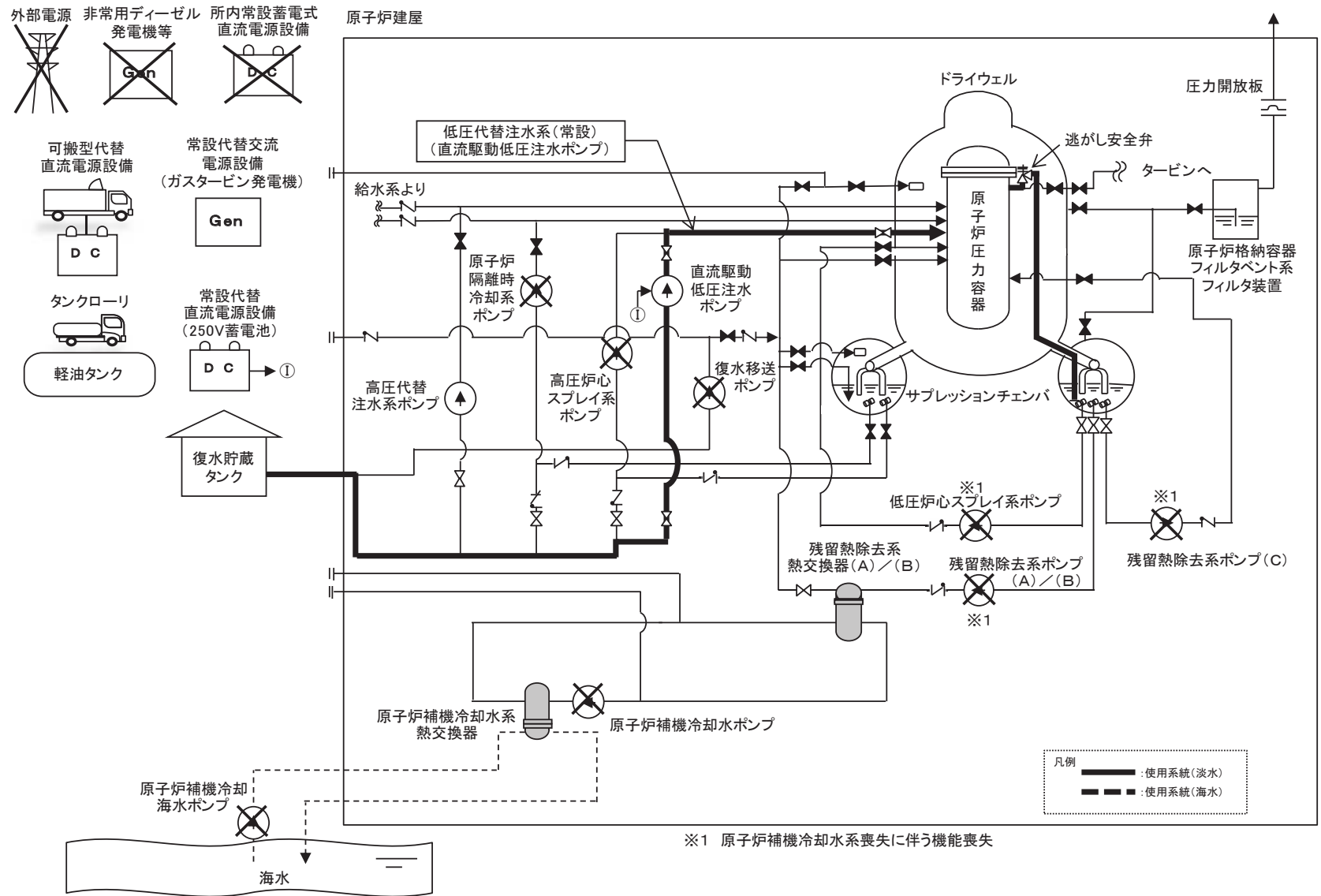
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応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。

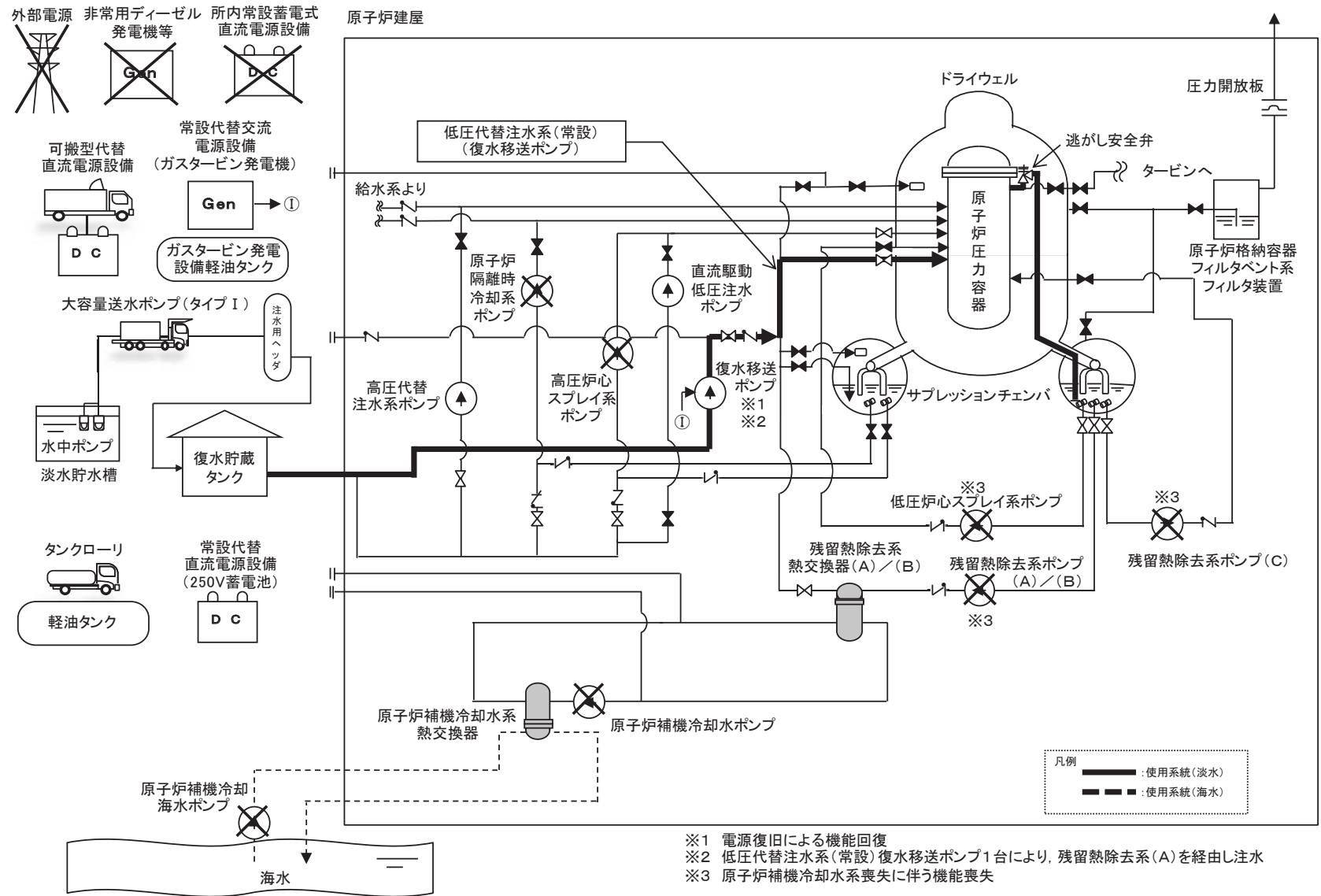
以上のことから、高圧代替注水系等による原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失」に対して有効である。



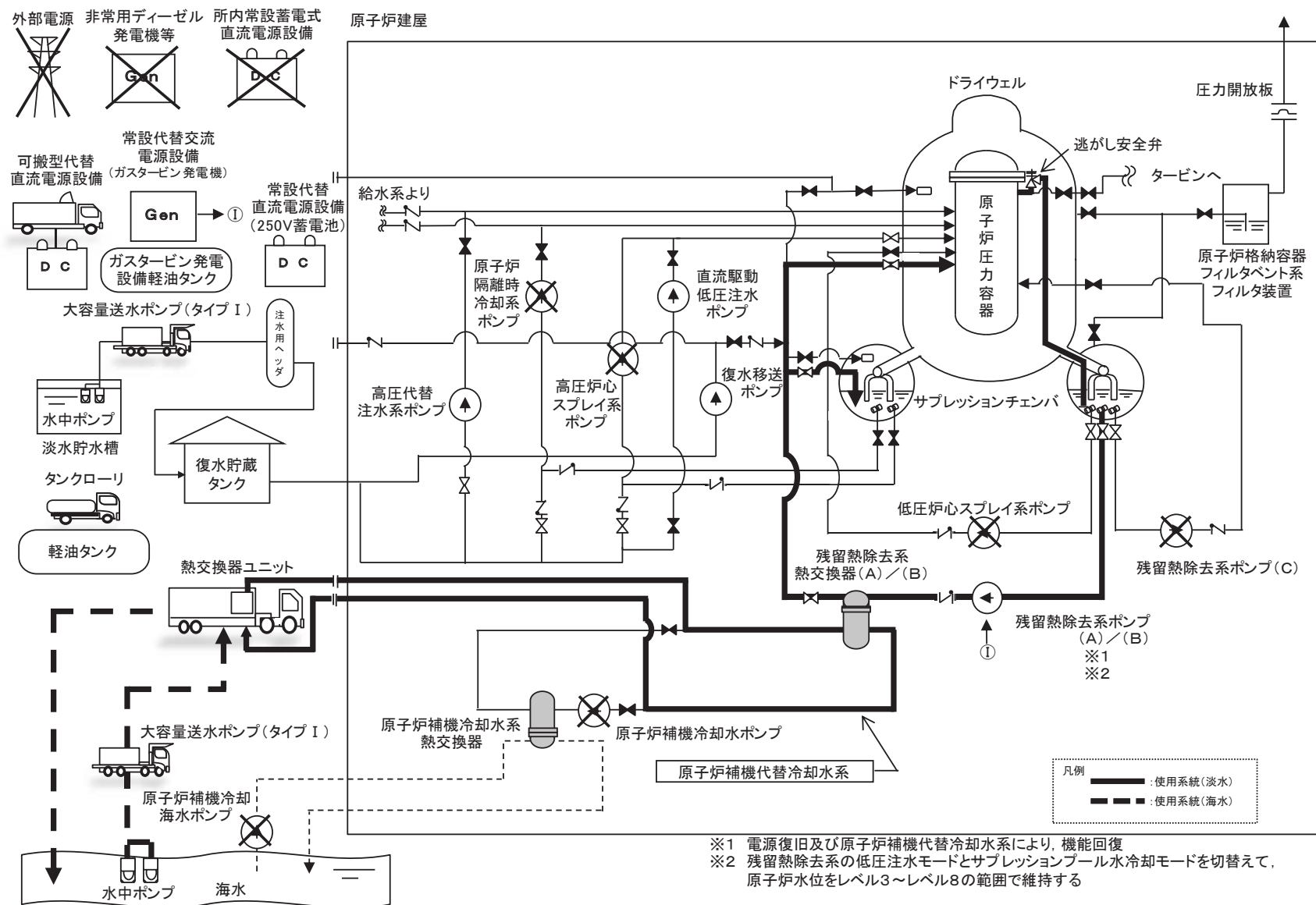
第 2.3.3.1 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/4）  
（原子炉注水）



第 2.3.3.2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/4)  
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

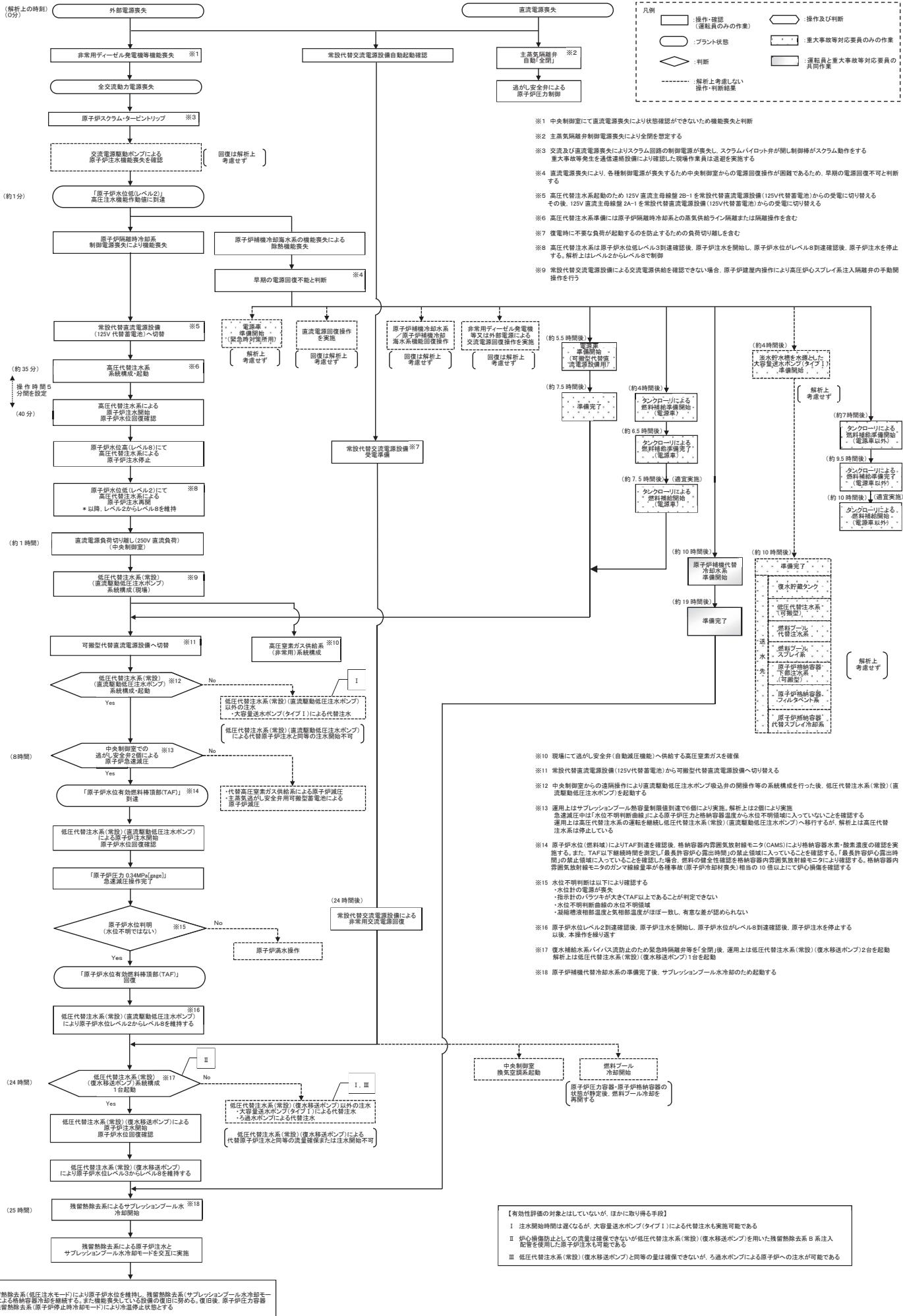


第 2.3.3.3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(3/4)  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



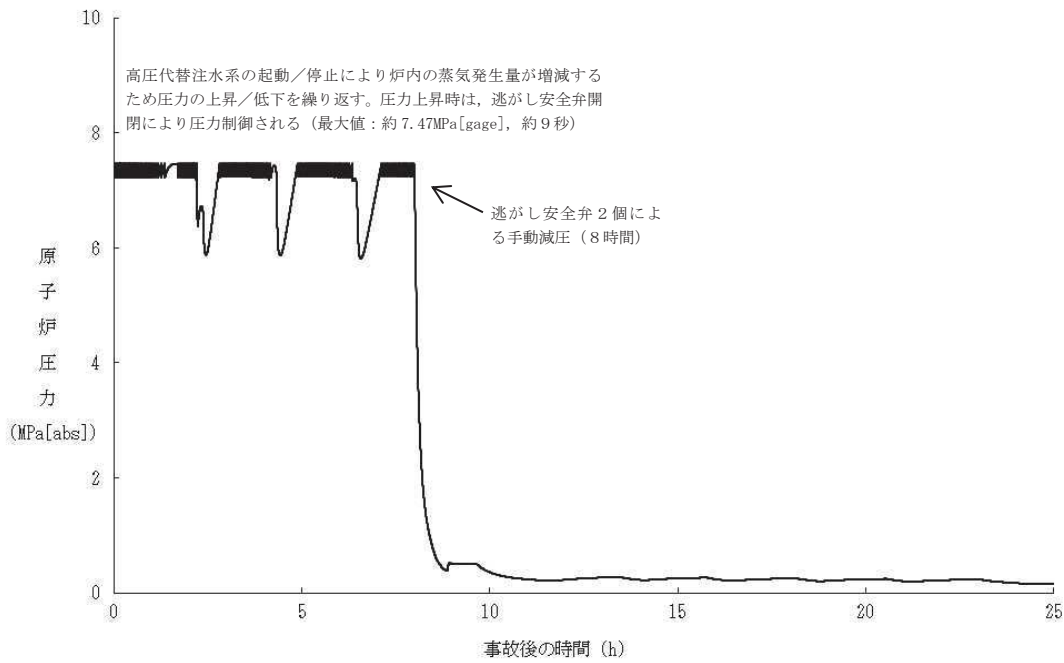
第 2.3.3.4 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(4/4)  
 (原子炉注水及び格納容器除熱)



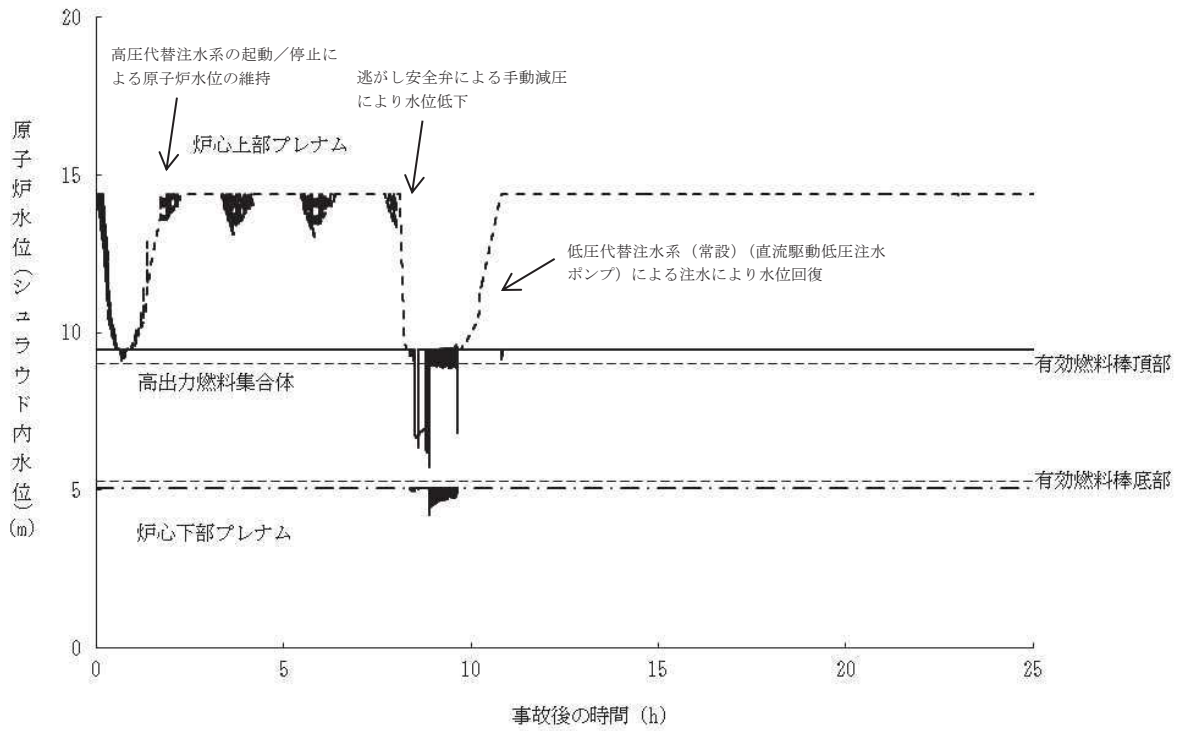


第 2.3.3.5 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の対応手順の概要

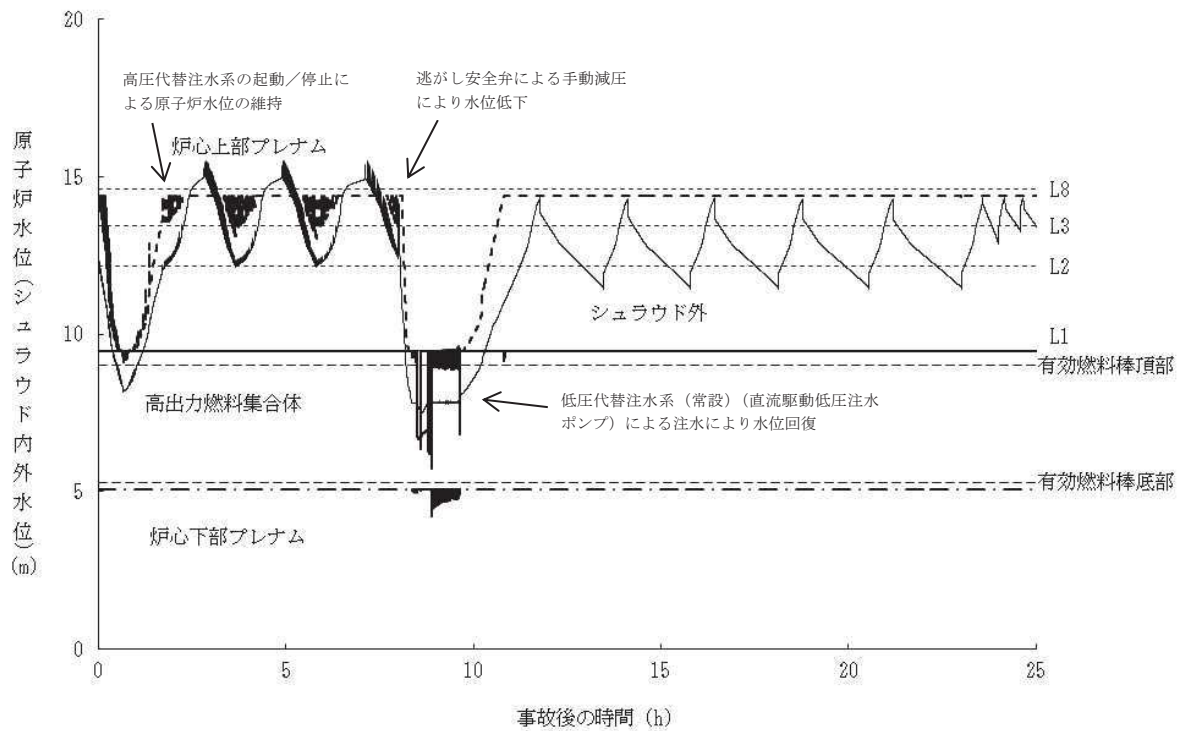




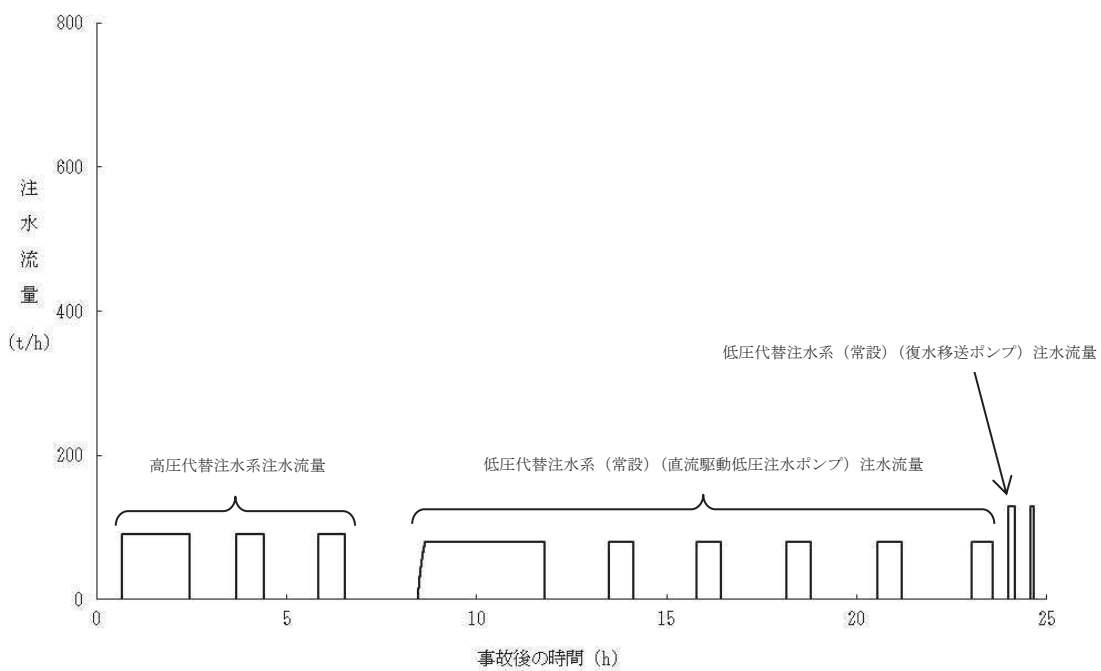
第 2.3.3.7 図 原子炉圧力の推移



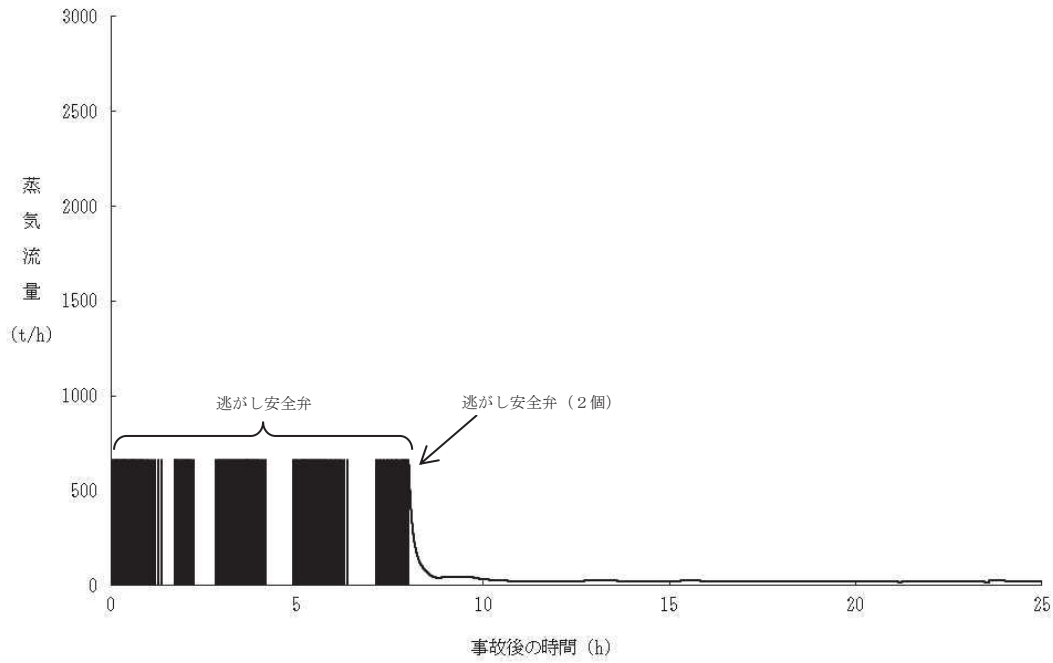
第 2.3.3.8 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



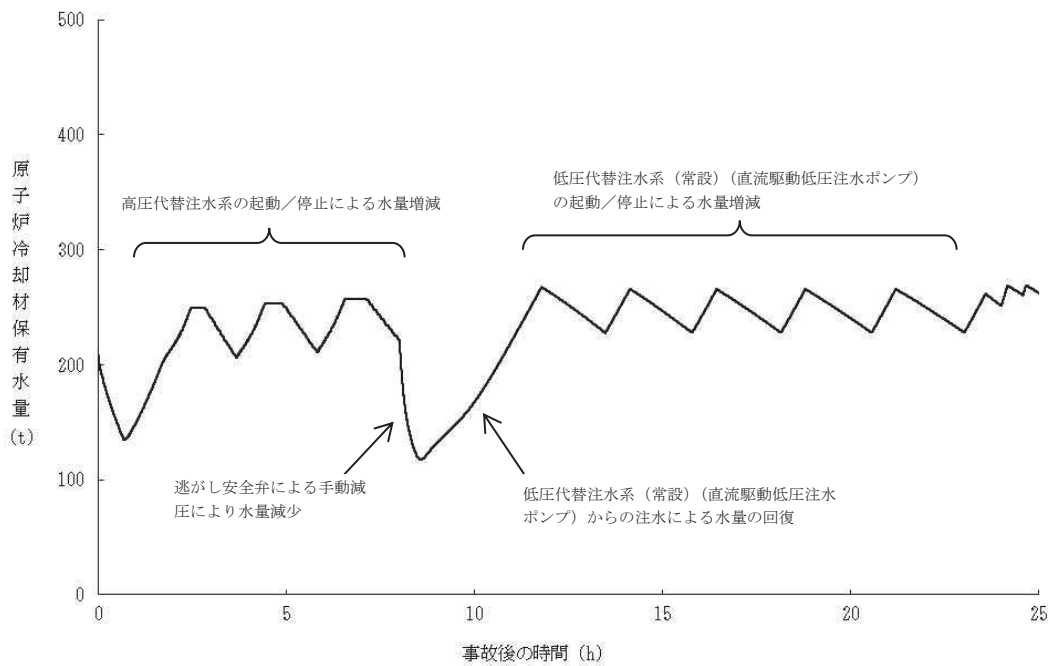
第 2. 3. 3. 9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



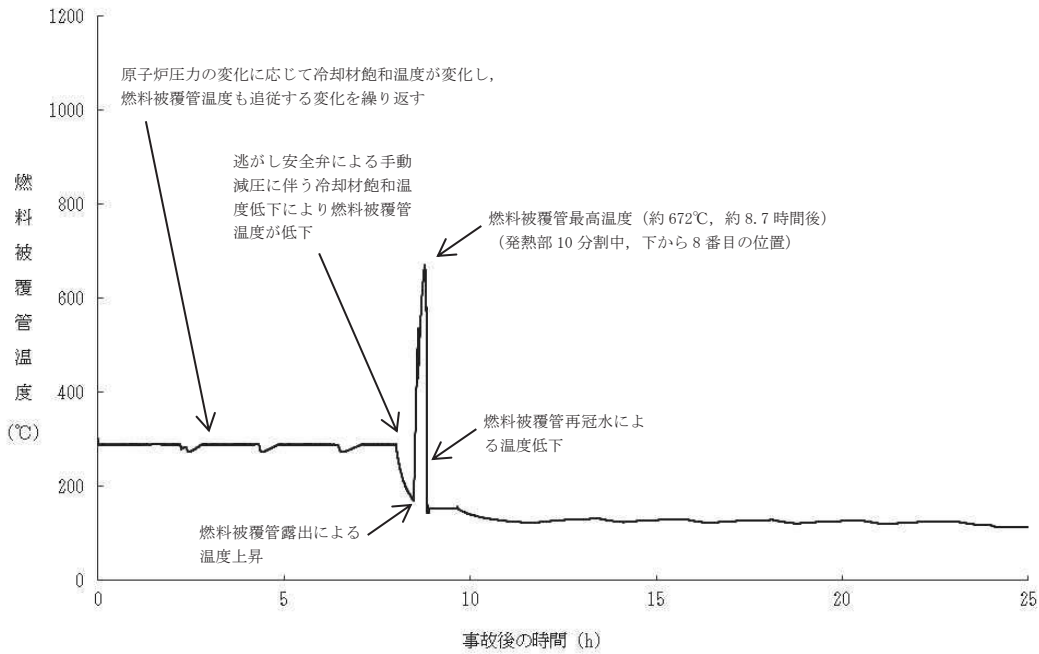
第 2. 3. 3. 10 図 注水流量の推移



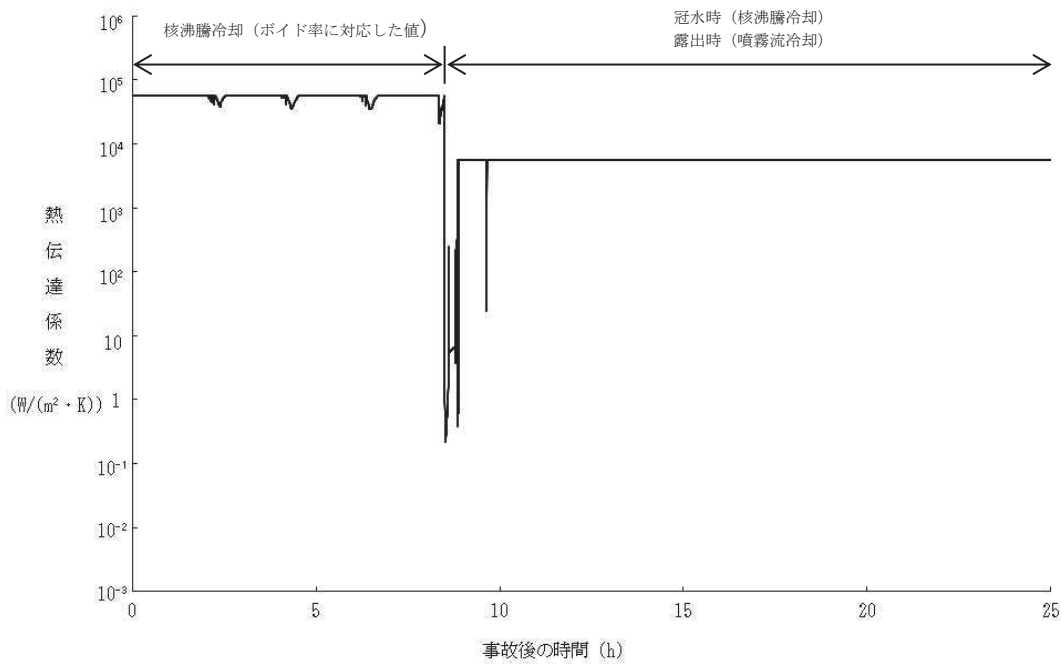
第 2.3.3.11 図 逃がし安全弁の蒸気流量の推移



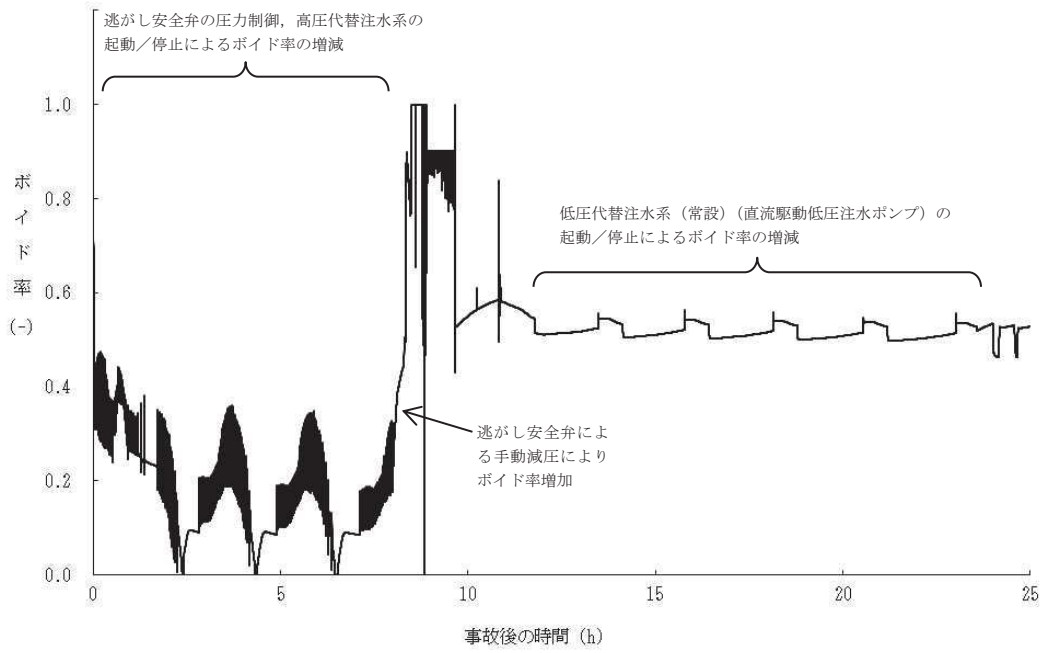
第 2.3.3.12 図 原子炉压力容器内保有水量の推移



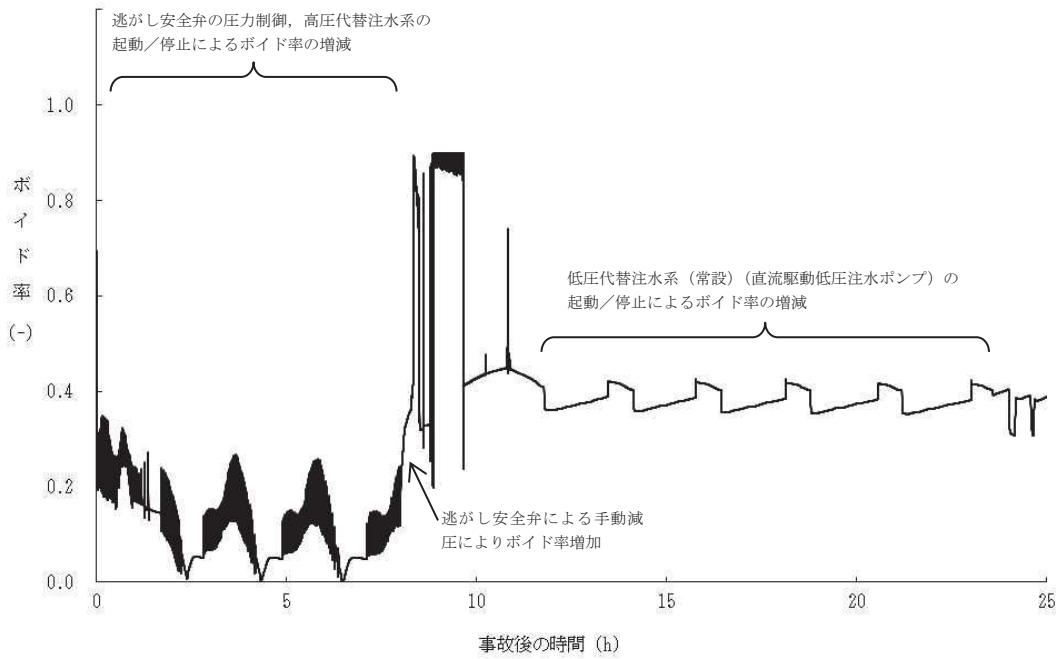
第 2.3.3.13 図 燃料被覆管温度の推移



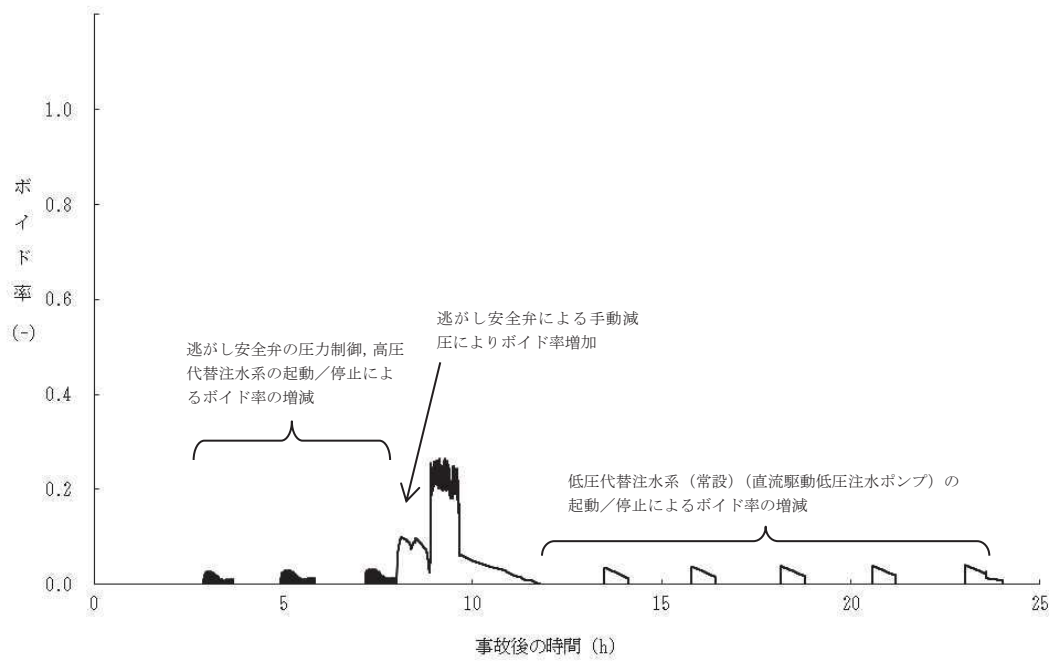
第 2.3.3.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数



第 2.3.3.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

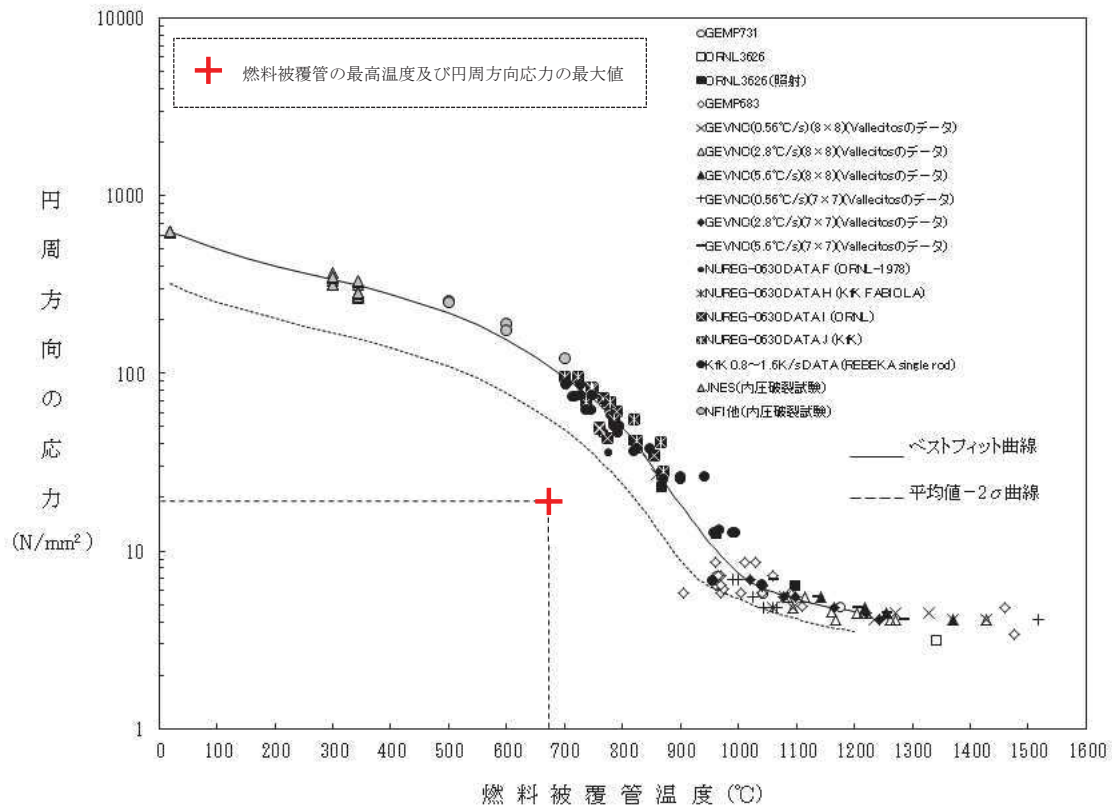


第 2.3.3.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

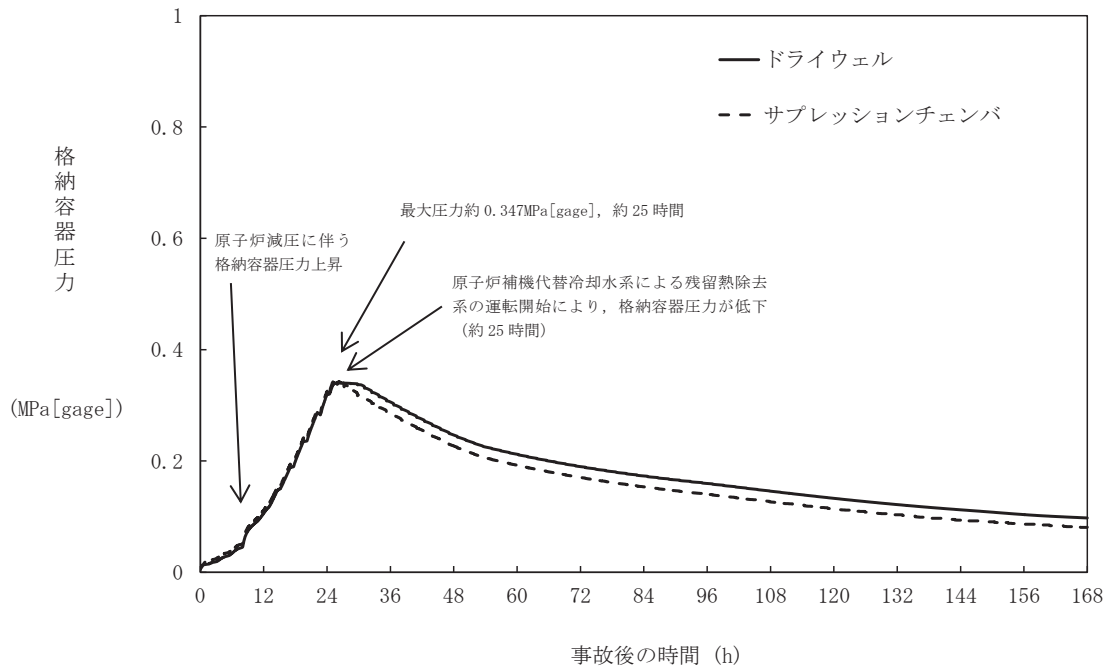


第 2. 3. 3. 17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

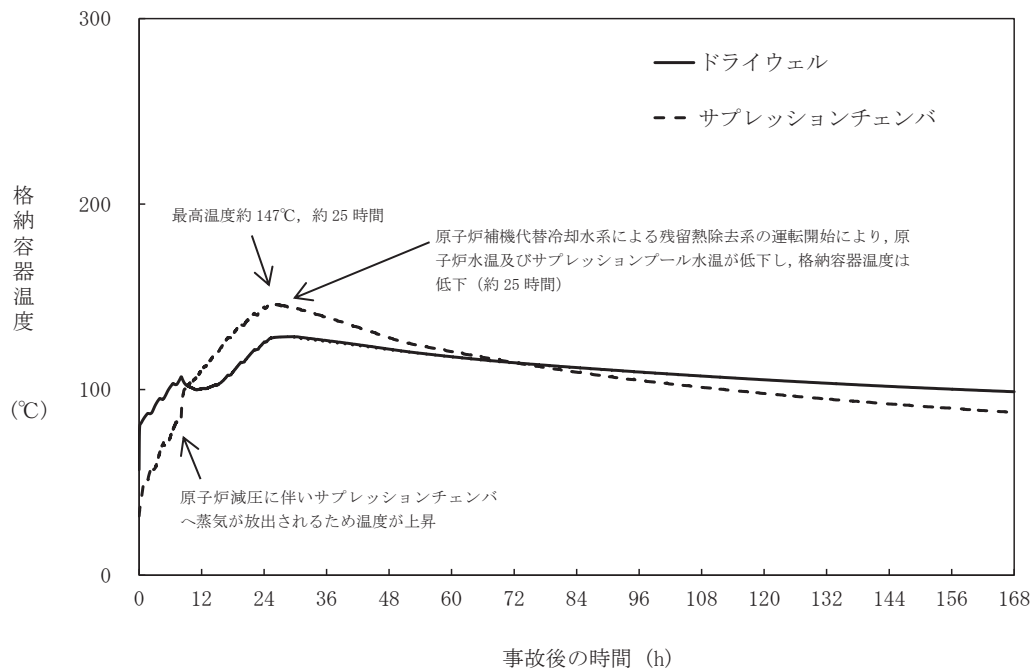




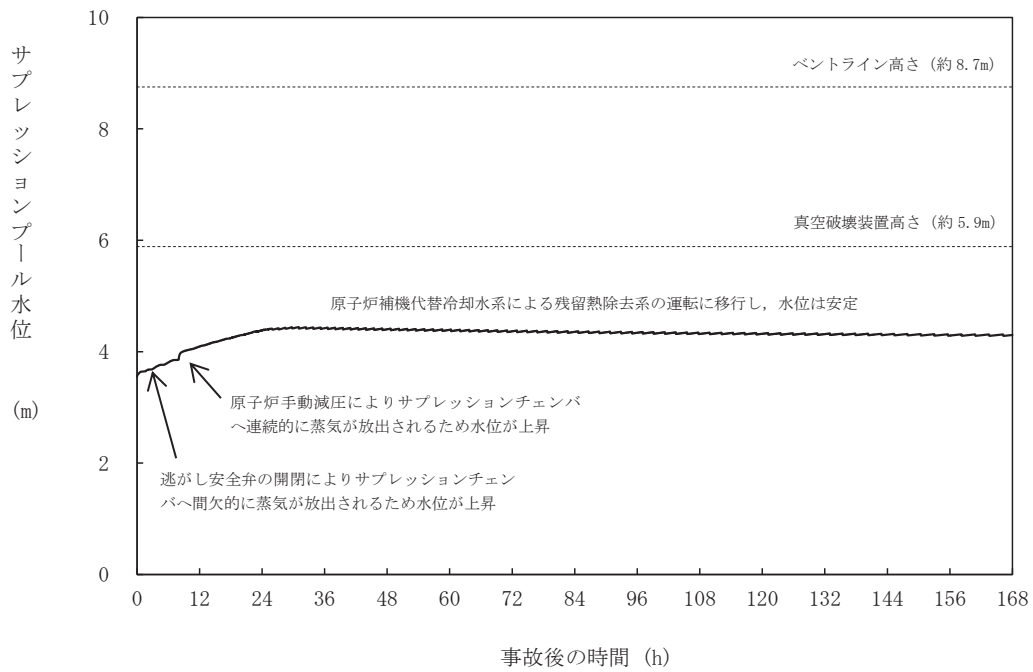
第 2.3.3.18 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



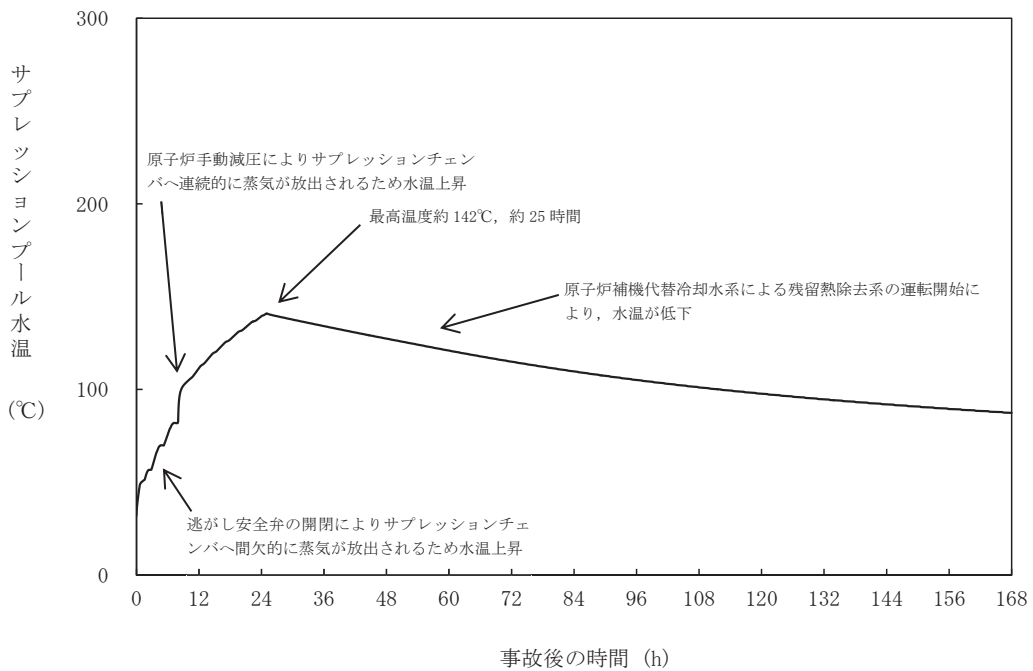
第 2.3.3.19 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.3.20 図 格納容器温度の推移



第 2.3.3.21 図 サプレッションプール水位の推移



第 2.3.3.22 図 サプレッションプール水温の推移

第 2.3.3.1 表 「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
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等が全て機能喪失し、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、及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	常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池） 逃がし安全弁	—	原子炉圧力
直流電源切替	・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、高圧代替注水系を用いるため、常設代替直流電源設備により 125V 直流主母線盤へ直流電源を供給する	常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池）	—	—
高圧代替注水系による原子炉注水	・常設代替直流電源設備による直流電源供給後、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、以後燃料を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク 常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池）	—	原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	・低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び手動起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う	常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池、250V 蓄電池） 直流駆動低圧注水ポンプ 逃がし安全弁 軽油タンク	可搬型代替直流電源設備（電源車） タンクローリ	原子炉圧力 直流駆動低圧注水ポンプ出口圧力
低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統圧力を下回ると、原子炉への注水が開始される。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池、250V 蓄電池） 直流駆動低圧注水ポンプ 復水貯蔵タンク 軽油タンク	可搬型代替直流電源設備（電源車） タンクローリ	原子炉水位 原子炉圧力 直流駆動低圧注水ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水	・常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び手動起動し、原子炉へ注水を開始する。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 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉水位 原子炉圧力 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.3.1 表 「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
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転	・原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後，残留熱除去系によるサブプレッション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（サブプレッションプール水冷却モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッションプール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	・残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。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 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク 【サブプレッションチェンバ】	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

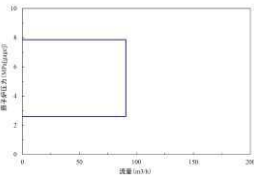
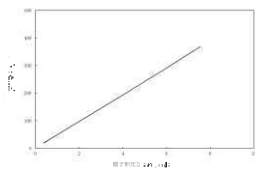
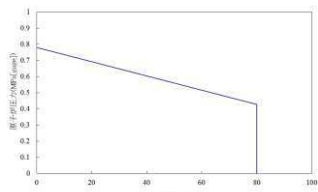
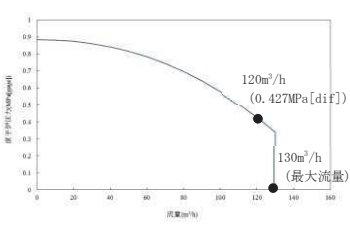
第 2.3.3.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 直  
流電源喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側 : SAFER 格納容器側 : MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	2, 436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6. 93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35. 6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカー ト下端から+133cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A 型)	—
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	通常運転時の上限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度 に対し, ばらつきとして 10%の保守性を 考慮し, 条件を設定
	格納容器容積 (ドライウエル)	7, 950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7, 950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3. 55m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッションプール水位 として設定
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温 の上限値として設定
	格納容器圧力	5. 0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置	3. 4kPa (ドライウエルーサブプレッショ ンチェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値として設定
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績 (月平均値) を踏まえて設定	

第 2.3.3.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直  
流電源喪失）（2/5）

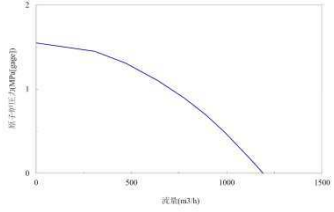
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
		直流電源喪失	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

第 2.3.3.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 直  
流電源喪失) (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する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間: 0.06 秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定
	高圧代替注水系	90.8m <sup>3</sup> /h (7.86~2.60MPa [gage] において)	高圧代替注水系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2 個, 356t/h/個 7.44MPa [gage] × 3 個, 360t/h/個 7.51MPa [gage] × 3 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 3 個, 367t/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 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ)	80m <sup>3</sup> /h (0.427MPa [dif] において) で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ) の設計値として設定 
低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h (ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa [dif] において) 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 1 台による注水特性〉 	



第 2.3.3.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直  
流電源喪失）（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（サブプレッションプール水冷却モード）	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定
	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）の設計値として設定 <ポンプ 1 台当たりの注水特性> 
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃、海水温度 26℃において）にて注水  16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃、海水温度 26℃において） 原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定

第 2.3.3.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直  
流電源喪失）（5/5）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関する操作条件	高压代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 40 分後	常設代替直流電源設備からの受電操作に 時間余裕を考慮し設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低 圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水 ポンプ）による原子炉注水操作	事象発生 8 時間後	原子炉急速減圧の実施基準であるサブレ ッションプール熱容量制限値を考慮して 設定
	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ） 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
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除 去系（サブレーションプール水冷却モード） 運転操作	事象発生 25 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び 常設代替交流電源設備からの受電を考慮 し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除 去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブレーション プール水冷却モード）による格 納容器除熱開始後に、原子炉水 位が原子炉水位低（レベル3） に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベ ル3～レベル8）が継続的に可能な条件 として設定

全交流動力電源喪失後 24 時間の高圧代替注水系及び  
低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の運転継続の妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失において、全交流動力電源喪失後 24 時間の間に、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）を用いた原子炉注水に期待している。

高圧代替注水系の運転継続の妥当性については、添付資料 2.3.2.1 に示す。また、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の運転継続の妥当性については、添付資料 2.3.4.2 に示す。

以 上

## 安定状態について

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流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。

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格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、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、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

高压代替注水系、逃がし安全弁による原子炉減圧及び低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）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、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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。

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 25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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、格納容器安定状態が確立される。なお、残留熱除去系による格納容器除熱後は、1 系統の残留熱除去系により原子炉注水と格納容器除熱を交互に実施する。

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）

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失敗）+直流電源喪失）

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（SAFER）（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、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。	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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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モニタ（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。原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約25時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後のジルコニウム-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、概ね保守的な結果を与えるものとする。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシ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。

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 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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。	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、全交流動力電源喪失確認、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（シュラウド外水位）の低下挙動が早い場合であっても、これらの操作手順（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（シュラウド外水位）の低下挙動が早い場合であっても、これらの操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。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、解析コードはシュラウド外水位を現実的に評価することから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コード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挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、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。破断口及び逃がし安全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、平衡均質流に到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 (MAAP)

【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。格納容器温度を十数℃程度高め、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した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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ことから、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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝導				
	サブプレッションプール水冷却				

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（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）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	2,436MWt	2,435MWt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は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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は、燃料棒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、燃料棒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	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力が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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力が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。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (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いことから、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及ぼす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。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす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。
	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、熱力学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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、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は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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。
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は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は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は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。
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇が遅くなる。残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転への以降は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、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、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[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時間当たり約14kPa(約25時間で約342kPa[gage])であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約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時間当たり約14kPa(約25時間で約342kPa[gage])であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約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。
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (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。
外部水源の温度	40℃	約20℃～約40℃ (実測値)	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、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、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、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、原子炉水位回復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。	



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（2/2）

項目		解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）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	外部水源の容量	約 1,192m <sup>3</sup>	約 1,192m <sup>3</sup> 以上	通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備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与える影響はない。	—
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 直流電源喪失	—	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	—	—
	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	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06 秒)	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06 秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定	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。
	高压代替注水系	90.8m <sup>3</sup> /h (7.86 ~ 2.60MPa [gage]において)	90.8m <sup>3</sup> /h (7.86 ~ 2.60MPa [gage]において)	高压代替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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37~7.58MPa [gage] 356~367t/h/個	逃がし弁機能 7.37~7.58MPa [gage] 356~367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能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。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁 2 個を開することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を開すること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	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、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は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）	80m <sup>3</sup> /h (0.427MPa [dif]において) で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	80m <sup>3</sup> /h (0.427MPa [dif]において) で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	120m <sup>3</sup> /h (ポンプ 1 台当たり、0.427MPa [dif]において) で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	145m <sup>3</sup> /h (ポンプ 2 台当たり、0.427MPa [dif]において) 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管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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（サブプレッションポンプ水冷却モード）	熱交換器 1 基当たり約 16.0MW (サブプレッションポンプ水温 154℃において)	熱交換器 1 基当たり約 16.0MW (サブプレッションポンプ水温 154℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定	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。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif]において) にて注水	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [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	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなるがある。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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉補機代替冷却水系	16.0MW (サブプレッションポンプ水温 154℃、海水温度 26℃において)	16.0MW (サブプレッションポンプ水温 154℃、海水温度 26℃において)	原子炉補機代替冷却水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 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（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	常設代替直流電源設備（125V蓄電池）からの受電操作	事象発生10分後	<p>【認知】 全交流動力電源及び直流電源が喪失した場合、常設代替直流電源設備（125V蓄電池）からの受電操作を開始する手順としている。事象の発生は、中央制御室制御盤の状態表示ランプや監視計器等の確認により容易に認知可能であることから、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>【要員配置】 常設代替直流電源設備（125V蓄電池）からの受電操作は、現場の電源盤で系統構成を行う運転員（現場）と中央制御室で受電操作を行う運転員が配置されている。現場及び中央制御室の運転員は常設代替直流電源設備からの受電操作を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の電源盤まで通常2分程度で移動可能であるが、それに時間余裕を考慮して操作所要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】 現場で実施する常設代替直流電源設備（125V蓄電池）からの受電操作（125V直流主母線盤2B-1受電）の系統構成は、電源盤のスイッチ11個の操作であり、移動時間及び時間余裕を含めて20分の操作所要時間を設定している。現場の電源盤での系統構成完了後に中央制御室で実施する常設代替直流電源設備からの受電操作は、操作スイッチ3個の操作であり、時間余裕を含めて5分の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替直流電源設備（125V蓄電池）からの受電操作時に、当該操作を行う現場及び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い。</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1組2人以上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。中央制御室操作は、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>直流電源喪失の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合その後に実施する高圧代替注水系による原子炉注水操作が早まるため、燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>事象発生から50分後（操作開始時間の10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、注水開始までの燃料被覆管の最高温度は約458℃となり、1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。 (添付資料2.3.3.2.3)</p>	<p>現場で実施する常設代替直流電源設備（125V蓄電池）からの受電操作（125V直流主母線盤2B-1受電）の系統構成及び中央制御室で実施する常設代替直流電源設備からの受電操作に25分を想定しているところ、訓練実績では約18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>
	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生40分後に注水開始	<p>【認知】 中央制御室にて全交流動力電源及び直流電源が喪失した場合に実施する常設代替直流電源設備からの受電操作に引き続き行う操作であることから、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>【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い。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 高圧代替注水系による原子炉注水操作の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作であり、時間余裕を含めて操作所要時間5分を想定している。 [高圧代替注水系による原子炉注水操作：5分間（余裕含む）] ・ 原子炉隔離時冷却系との系統分離弁の開操作等に2分間を想定 ・ 高圧代替注水系の自動起動に必要な電動弁2個の開操作に2分間を想定 ・ 高圧代替注水系起動の確認に1分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 高圧代替注水系による原子炉注水操作時に、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い。</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。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、当該操作を誤る可能性は低い。</p>	<p>高圧代替注水系による原子炉注水操作の認知時間は、時間余裕を含めて設定されているため、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>事象発生から50分後（操作開始時間の10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、注水開始までの燃料被覆管の最高温度は約458℃となり、1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。 (添付資料2.3.3.2.3)</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（模擬操作含む）を取得。常設代替直流電源設備からの受電操作完了から高圧代替注水系起動まで5分を想定しているところ、訓練実績は約4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（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					
直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）（中央制御室内操作）	事象発生1時間後に切り離し	直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）（中央制御室内操作）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】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可（全交流動力電源喪失）と判断する。この場合、事象発生1時間後に中央制御室内で実施する直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）を開始する手順としている。このため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</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おり、操作開始時間に与える影響はない。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室で実施する常設直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）は、操作スイッチ1個の操作であり、約2分で操作可能であるが、余裕を含めて5分の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）時に、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い。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	直流電源負荷切り離し操作開始までの時間は、事象発生から1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（模擬操作含む）を取得。常設直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）操作に5分を想定しているところ、訓練実績は約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。
操作条件 各機器への給油（電源車、原子炉補機代替冷却水系）	事象発生から4時間以降、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性や継続に必要な作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	<p>【認知】 電源車の要請があった時点で一定時間後に給油が必要となることは明白である。このため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 各機器への給油操作については、現場にて各機器への給油準備及び給油操作を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。重大事故等対応要員は、各機器への給油準備及び給油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い。</p> <p>【移動】 各機器への給油準備として、重大事故等対応要員はタンクローリーの保管場所まで徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 各機器への給油操作について、重大事故等対応要員の給油準備はタンクローリーへの補給に移動時間を含めて140分を想定している。また、給油操作は、各機器への燃料が枯渇しない時間間隔以内で実施することとしている。いずれの操作も時間余裕を加味していることから、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】 各機器への給油操作時に、当該作業に対応する重大事故等対応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い。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	各機器への給油操作開始までの時間は、事象発生から4時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。	有効性評価では、電源車、及び原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット（1台）及び大容量送水ポンプ（タイプI）（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、電源車及び原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプI））への給油準備（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140分のところ訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。また、各機器への給油作業は、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。電源車への給油作業は、許容時間120分のところ、訓練実績等では約40分、原子炉補機代替冷却水系への給油作業は、熱交換器ユニットが許容時間900分のところ、訓練実績等では約40分、大容量送水ポンプ（タイプI）が、許容時間300分のところ、訓練実績等では約40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(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					
可搬型代替直流電源設備への電源車接続	事象発生7時間40分後	可搬型代替直流電源設備への電源車接続は、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】 全交流動力電源及び直流電源が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備への電源車接続を開始する手順としているため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 可搬型代替直流電源設備への電源車接続は、電源車の設置等を行う専任の重大事故等対応要員と中央制御室にて可搬型代替直流電源設備から電源車への切替操作を行う運転員が配置されている。中央制御室の運転員は可搬型代替直流電源設備への電源車接続を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分間を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。運転員は、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い。</p> <p>【操作所要時間】 可搬型代替直流電源設備への電源車接続の作業内容及び操作所要時間等は以下のとおりであり、2時間10分(事象発生後7時間40分)を操作所要時間として想定している。可搬型代替直流電源設備への電源車接続には十分な余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。なお、電源車は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。</p> <p>[電源車の設置等(重大事故等対応要員):2時間] ・電源車の設置及び起動操作に2時間を想定</p> <p>[可搬型代替直流電源設備への電源車接続準備(運転員):5分間(余裕含む)] ・可搬型代替直流電源設備への電源車接続準備に必要な遮断器2個の操作に2分間を想定</p> <p>[可搬型代替直流電源設備への電源車接続(運転員):5分間(余裕含む)] ・可搬型代替直流電源設備への電源車接続に必要な遮断器1個の操作に1分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 可搬型代替直流電源設備への電源車接続を行っている期間、当該作業に対応する重大事故等対応要員及び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い。</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1組2人以上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。運転員操作は、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>	可搬型代替直流電源設備への電源車接続操作は、事象発生5.5時間後に作業を開始し、作業時間に2時間10分を想定することで、合計7時間40分を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できることから、約20分間の時間余裕がある。	可搬型代替直流電源設備への電源車接続は、所要時間5分想定のところ、訓練実績等により約1.5時間で実施可能なことを確認した。可搬型代替直流電源設備への電源車接続は、所要時間5分想定のところ、訓練実績等により約1分で実施可能なことを確認した。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。	
低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成及び起動操作	全交流動力電源喪失及び常設代替交流電源設備からの受電失敗	全交流動力電源喪失の確認後として設定	<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母線の電源回復ができず、さらに常設代替交流電源設備による電源供給を確認できない場合、現場で実施する低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成を開始する手順としている。また、サブプレッションプール水温がサブプレッションプールの熱容量制限値に到達する場合には、中央制御室で実施する低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水準備を開始する。サブプレッションプール水温の上昇は緩やかであり、運転員が十分に認知でき、サブプレッションプールの熱容量制限値到達に伴う原子炉の減圧操作に備え、低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成及び起動操作を行う十分な時間があることから、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成及び起動操作は、現場で系統構成を行う運転員(現場)と中央制御室で系統構成及びポンプ起動操作を行う運転員が配置されている。現場及び中央制御室の運転員は低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成及び起動操作を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の電気作動弁まで通常14分程度で移動可能であるが、それに時間余裕を考慮して操作所要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】 現場で実施する系統構成は、電気作動弁1個の操作であり、移動時間及び時間余裕を含めて30分の操作所要時間を設定している。</p> <p>中央制御室で実施する系統構成及びポンプ起動の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作であり、時間余裕を含めて操作所要時間5分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>[低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水準備:5分間(余裕含む)] ・直流駆動低圧注水ポンプ吸込弁及び直流駆動低圧注水ポンプ注入流量調整弁の全開操作等に4分間を想定 ・直流駆動低圧注水ポンプの起動操作に1分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成及び起動操作時に、当該操作を行う現場及び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い。</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1組2人以上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。中央制御室操作は、中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)への移行は、初期の高圧代替注水系による注水可能継続時間内(24時間)に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。	現場で実施する低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成については30分を想定しているところ、訓練実績は約19分。中央制御室で実施する低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成及び起動操作に5分を想定しているところ、訓練実績は約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。

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（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					
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	事象発生 8 時間後	原子炉急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定	<p>【認知】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上 8 時間後としているが、実際にはサブプレッションプール水温を確認し原子炉減圧の必要性を判断するため、操作開始時間は変動し得る。サブプレッションプール水温については運転員が十分に認知できる時間がある。</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い。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、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】 原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位を通常運転水位付近とした後に原子炉減圧操作を行うこととしており、高圧代替注水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得る。</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>	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の認知時間等は、サブプレッションプール水温の変動により変動する可能性があるため、その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定より変動し得る可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。	原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）への移行は、初期の高圧代替注水系による注水可能継続時間内（24 時間）に実施することが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、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、約 1 分で逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を行うことを確認した。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操作	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。	—	—	—	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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備の受電操作に 5 分を想定しているところ、訓練実績では約 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。
低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作	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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備による電源供給を確認してから低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備完了まで 5 分を想定しているところ、訓練実績では約 4 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 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（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	原子炉補機代替冷却水系の起動操作	事象発生 24 時間後に準備完了	<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等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する手順としており、大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後に引き続き実施する作業であることから、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>【要員配置】 原子炉補機代替冷却水系の準備は、中央制御室にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成を行う運転員、現場にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成等を行う運転員（現場）及び原子炉補機代替冷却水系の移動、敷設を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。中央制御室及び現場の運転員は原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 中央制御室における原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成は、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い。また、現場で行う原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等については、中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の手動弁まで通常 9 分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 14 分間を操作所要時間に含めて想定していることから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、復水貯蔵タンクへの補給に用いる大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了（事象発生 10 時間）後に開始する。重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて 20 分間を操作所要時間に含めて想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 原子炉補機代替冷却水系の準備の作業内容及び操作所要時間等は以下のとおりである。これらの作業は並行して行う作業を含んでいることから、移動時間 20 分を含んだ合計 9 時間の想定であり、これに余裕を含めて 14 時間（事象発生後 24 時間）を操作所要時間として想定している。よって、原子炉補機代替冷却水系の準備には十分な余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。なお、原子炉補機代替冷却水系に用いる熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I）は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成（運転員）：10 分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機代替冷却水系弁の開閉操作に 10 分間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成（運転員（現場））：1.3 時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機代替冷却水系弁の開閉操作に 1.3 時間を想定（中央制御室から弁設置場所への移動時間 14 分含む）</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I））の準備（重大事故等対応要員）：9 時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホース敷設、水張り等（移動時間 20 分含む）に 9 時間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機代替冷却水系空気抜き操作（運転員（現場））：50 分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続した原子炉補機代替冷却水系の空気抜き操作に 50 分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員による系統構成（中央制御室及び現場操作）及び重大事故等対応要員による準備作業は、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、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室操作は、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。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 1 組 2 人以上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>原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 14 時間を想定することで、合計 24 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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>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、原子炉補機代替冷却水系の起動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。</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から 24 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>運転員の中央制御室からの遠隔操作による原子炉補機代替冷却水系の系統構成は、所要時間 10 分想定のところ、訓練実績等により約 7 分で実施可能であることを確認した。原子炉補機代替冷却水系の移動、ホース敷設、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間 14 時間想定のところ、訓練実績等により約 8 時間で実施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、所要時間 1.3 時間想定のところ約 48 分、空気抜き操作は所要時間 50 分間想定のところ約 32 分で実施可能であることを訓練実績等により確認した。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>	
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生 25 時間後	<p>原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電後として設定</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作までの時間は、事象発生から 25 時間あり、十分な時間余裕がある。</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、残留熱除去系ポンプを起動し、サブプレッションプール水冷却モードのための系統構成に約 6 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>
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達	<p>格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が継続的に可能な条件として設定</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は、事象発生から 25 時間あり、十分な時間余裕がある。</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、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。</p>

7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について  
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 直流電源喪失)

1. 水源に関する評価

○水源

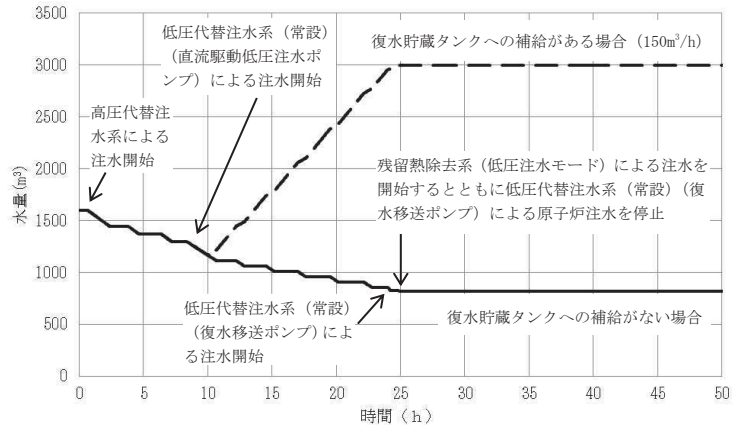
- ・復水貯蔵タンク水量  
 : 約 1,192m<sup>3</sup>

○水使用パターン

- ・ 高压代替注水系， 低压代替注水系 (常設) (直流駆動低压注水ポンプ) 及び 低压代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水

事象発生後 24 時間は，復水貯蔵タンクを水源とする 高压代替注水系による原子炉注水を実施する。

その後，事象発生 24 時間後までは，復水貯蔵タンクを水源とする 低压代替注水系 (常設) (直流駆動低压注水ポンプ)，事象発生 25 時間後までは復水貯蔵タンクを水源とする 低压代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により注水する。



○時間評価 (右上図)

復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。事象発生 25 時間後に，サプレッションプール水を水源とした残留熱除去系 (低压注水モード) による注水を実施するため，低压代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を停止する。これにより，事象発生 25 時間後に復水貯蔵タンク水量の減少は停止する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，合計約 780m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンクで約 1,192m<sup>3</sup> の水を保有することから必要水量を確保可能である。残留熱除去系 (低压注水モード) による注水開始後は，サプレッションプール水を水源とした原子炉注水を行うことから，7日間の継続実施が可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失は2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。

### 2号炉

燃料種別		軽油
時 系 列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	常設代替交流電源設備 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 事象発生～事象発生24時間後(24h) $560\text{L/h} \times 2\text{台} \times 24\text{h} = \text{約} 27\text{kL}$ 事象発生24時間後～事象発生27時間後(3h) $950\text{L/h} \times 2\text{台} \times 3\text{h} = \text{約} 6\text{kL}$ 事象発生27時間後～事象発生7日間(141h) $890\text{L/h} \times 2\text{台} \times 141\text{h} = \text{約} 251\text{kL}$ <div style="text-align: right;">7日間合計 約 284kL</div>
		電源車(可搬型代替電源設備用) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $100\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 17\text{kL}$
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
		原子炉補機代替冷却水系 (定格負荷時の燃料消費量) (1) 熱交換器ユニット 1台起動 $56\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 10\text{kL}$ (2) 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$ <div style="text-align: right;">7日間合計 約 42kL</div>
合 計		7日間の軽油消費量 約 375kL
判 定		常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約 284kL)に対してガスタービン発電設備軽油タンク(約 300kL)の軽油が使用可能。 電源車, 大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系の運転継続に必要な軽油(約 91kL)に対して2号炉の軽油タンク(約 600kL)の軽油が使用可能であり, 7日間対応可能。



### 3. 電源に関する評価

女川2号炉 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失敗) + 直流電源喪失)

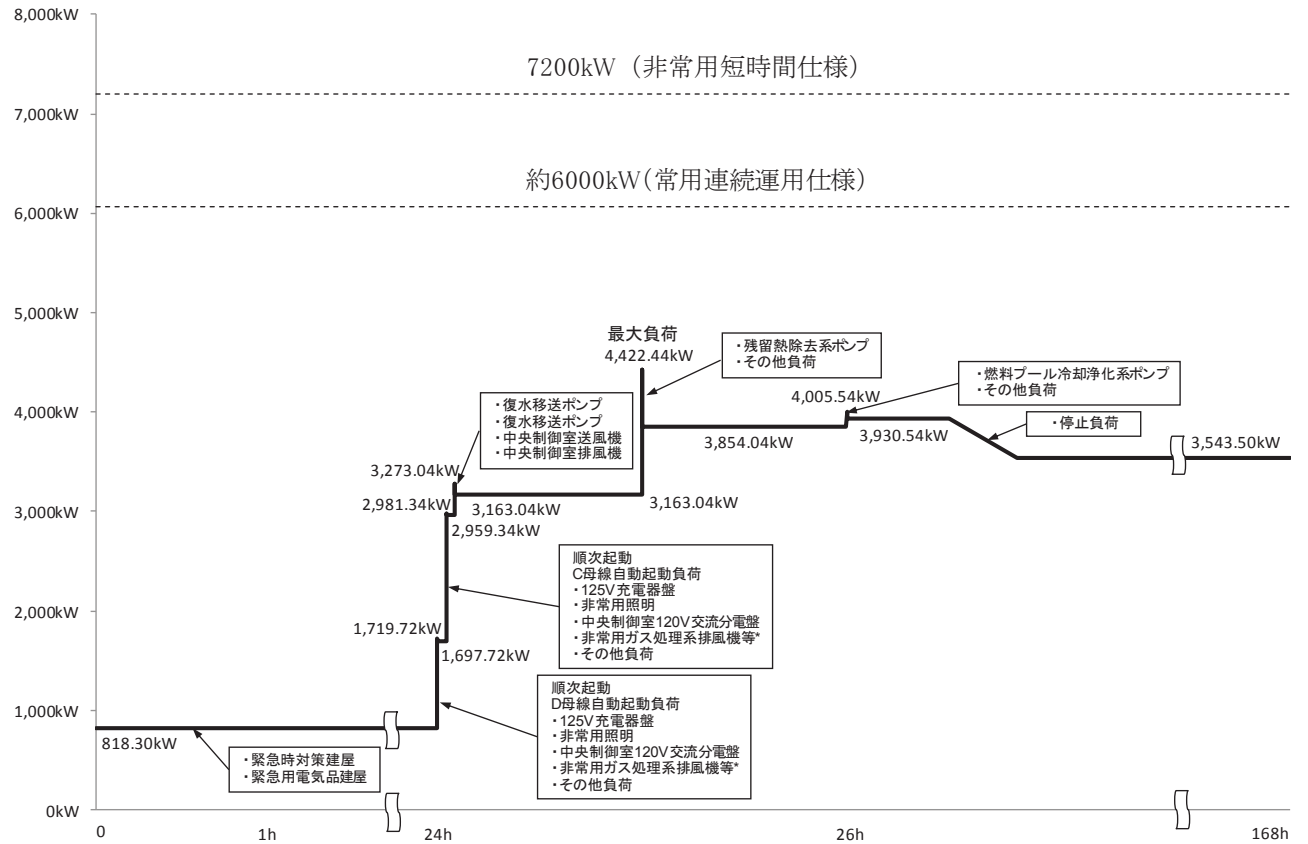
#### 主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW) (停止負荷容量)
緊急時対策建屋	316.00
緊急用電気品建屋	502.30
D 母線自動起動負荷	
・ 125V 充電器盤	105.00
・ 非常用照明	180.00
・ 中央制御室 120V 交流分電盤	52.50
・ 非常用ガス処理系排風機等*	35.00
・ その他負荷	506.92
・ 停止負荷	(104.02)
C 母線自動起動負荷	
・ 125V 充電器盤	105.00
・ 非常用照明	180.00
・ 中央制御室 120V 交流分電盤	52.50
・ 非常用ガス処理系排風機等*	35.00
・ その他負荷	889.12
・ 停止負荷	(283.02)
復水移送ポンプ	45.00
復水移送ポンプ	45.00
中央制御室送風機	110.00
中央制御室排風機	3.70
残留熱除去系ポンプ*	511.60
その他負荷	179.40
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00
その他負荷	1.50
連続負荷	3543.50
最大負荷	4422.44

\*起動時負荷 1080.0kW

※ 非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む

負荷容量



負荷積算イメージ

経過時間

## 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」では，外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の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，外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等が喪失した状態において，逃がし安全弁1個が開固着し，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加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁1個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，所内常設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，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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失敗）＋

SRV再閉失敗+HPCS失敗」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、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原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.3.4.1 図から第 2.3.4.4 図に、手順の概要を第 2.3.4.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.3.4.1 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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、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、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.3.4.6 図に示す。

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等が機能喪失する。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ポンプ出口流量等である。

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

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

d. 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できない場合、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水の準備として、原子炉建屋内操作により高圧炉心スプレー系注入隔離弁の手動開操作及び中央制御室からの遠隔操作により直流駆動低圧注水ポンプ吸込弁の開操作等の系統構成を行った後、直流駆動低圧注水ポンプを起動する。

低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 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、原子炉圧力等である。

e. 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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）（直流駆動低圧注水ポンプ）の圧力を下回ると、原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉水位回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位等である。

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。

f. 直流電源負荷切り離し

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて直流負荷の切り離しを実施する。また、事象発生から 8 時間後に制御建屋内にて直流負荷の切り離し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。

低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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 1 時間経過後に中央制御室にて直流負荷の切り離し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。

g. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）（復

水移送ポンプ)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必要な電動弁操作(復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作)による系統構成及び復水移送ポンプ1台の起動を行う。また、原子炉への注水に必要な電動弁(残留熱除去系注入隔離弁等)を手動開操作し、原子炉への注水を開始する。

低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系ヘッドスプレーライン洗浄流量)等である。

低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水開始後に低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水を停止する。

#### h. 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(サブプレッション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、サブプレッションプール水温度等である。

#### i. 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水

残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系(低圧注水モード)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、原子炉水位、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。

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

以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、原子炉補機代替冷却水系を用いた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等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、

全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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，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第 2.3.4.2 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) 起回事象

起回事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が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等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，逃がし安全弁1個の開固着が発生するものとする。

また，原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより，崩壊熱除去機能が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。

起回事象として，外部電源が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，主蒸気止め弁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、90.8m<sup>3</sup>/h（7.86～1.04MPa[gage]において）の流量で原子炉に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な圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には開固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁（1個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）

逃がし安全弁による原子炉の減圧後に、80m<sup>3</sup>/h（0.427MPa[dif]において）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。

(e) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は、120m<sup>3</sup>/h（0.427MPa[dif]において）にて原子炉注水し、炉心を冠水維持するように注水する。

(f) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基あたり16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃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、1,136m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切り替えにて実施する。

(h) 原子炉補機代替冷却水系

伝熱容量は16.0MW（サプレッションプール水温154℃、海水温度26℃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ものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動は、事象判断時間を考慮して、事象発生15分後より開始するものとする。操作時間は35分とする。

(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止した時点で開始するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、事象発生24時間後から開始するものとする。

(e) 原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生から24時間後に開始するも

のとする。

- (f) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の起動操作は、事象発生 25 時間後から開始するものとする。
- (g) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達した場合に開始するものとする。

### (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）<sup>※1</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.3.4.7 図から第 2.3.4.12 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，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の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.4.13 図から第 2.3.4.18 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の推移を第 2.3.4.19 図から第 2.3.4.22 図に示す。

※1 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，ECCS 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，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は，シュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

外部電源喪失に伴い，主蒸気止め弁閉による原子炉スクラム信号が発信し，原子炉はスクラムする。また，外部電源喪失により自動起動する非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより，全交流動力電源喪失に至る。併せて，原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）が機能喪失することにより，除熱機能喪失が発生する。

再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに自動停止する。

原子炉の給水が喪失することにより，原子炉水位は低下し，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が，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 52 分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とから，原子炉隔離時冷却系が停止する。このため，原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常



設) (直流駆動低圧注水ポンプ) 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り、逃がし安全弁 2 個を手動開することで実施する。逃がし安全弁 (1 個) の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ) による原子炉注水が開始すると回復し、炉心は冠水維持される。

(添付資料 2.3.4.1)

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、低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を開始する。

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため、事象発生から 25 時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。

#### b. 評価項目等

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、第 2.3.4.13 図に示すとおり、初期値 (約 309°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 2.3.4.7 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.47MPa[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 7.77MPa[gage] 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格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、事象発生から 25 時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による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、それぞれ約 0.345MPa[gage] (事象発生約 25 時間後) 及び約 147°C (事象発生約 25 時間後) 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 (0.854MPa[gage]) 及び限界温度 (200°C) を下回る。

第 2.3.4.8 図に示すとおり、低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ) 及び低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.3.4.2)

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。

#### 2.3.4.3 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失敗）+SRV再閉失敗+HPCS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、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、常設直流電源負荷切り離し操作及び原子炉補機代替冷却水系の起動操作とする。

##### (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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、

格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、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 2.3.4.3)

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、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、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309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

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

(添付資料 2.3.4.3)

(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 2.3.4.2 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, 解析条件の設定にあたっては, 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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は, 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, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており, その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, また, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の炉心流量, 原子炉水位, サプレッションプール水位及び格納容器圧力は, 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いことから, 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) (直流駆動低圧注水ポンプ), 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) 及び残留熱除去系 (低圧注水モード) は, 解析条件の不確かさとして, 実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制限するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.4.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は, 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, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管の温度上昇は緩和されるが, 原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく, 炉心は冠水維持されるため, 燃料被覆管の最高温度は初期値 (約 309℃) を上回ることはないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した

ものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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。

機器条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.4.3）

#### b. 操作条件

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

##### (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急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止後（事象発生約 52 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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響はない。

操作条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止後（事象発生約 52 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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響はない。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作は、解析上の操作開始時間として事象発生 1 時間後までに切り離し及び事象発生 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、事象発生 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、原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 14 時間を想定することで、合計 24 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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.4.3)

#### (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急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作は、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まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、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。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、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想定より早まる可能性があり、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ることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系の起動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 2.3.4.3)

#### (3) 操作時間余裕の把握

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

第 2.3.4.23 図から第 2.3.4.25 図に示すとおり、操作条件の低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作については、事象発生から 85 分後（操作開始時間 35 分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による注水を開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 743℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、事象発生から

85 分後（操作開始時間約 33 分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による注水を開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 743℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）については、事象発生から 1 時間後（操作開始時間の 40 分の時間遅れ）までに常設直流電源負荷切り離し操作（中央制御室内操作）が開始できれば、直流電源が枯渇することではなく、時間余裕がある。

操作条件の常設直流電源負荷切り離し操作（現場操作）については、常設直流電源負荷切り離し操作（現場操作）までの時間は、事象発生から約 8 時間の時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作については、原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から 24 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.4.3, 2.3.4.4）

#### （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。

#### 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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」における重大事故等対策に必要な要員は、「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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 30 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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。

（添付資料 2.3.4.5）

#### a. 水源

原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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，合計約780m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として，復水貯蔵タンクに約1,192m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。

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，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。

#### 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，大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について，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約4,423kW必要となるが，常用連続運用仕様である約6,000kW未満となることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

所内常設蓄電式直流電源設備の容量については，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り離しを行うことにより，24時間の直流電源供給が可能である。常設代替直流電源設備（250V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り離しを行うことにより，24時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料2.3.1.1）

#### 2.3.4.5 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失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」では，外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の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，原子炉注水機能が喪失し，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失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ），低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留



熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による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＋D G失敗）＋S R V再閉失敗＋H P C S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＋D G失敗）＋S R V再閉失敗＋H P C S失敗」について有効性評価を行った。

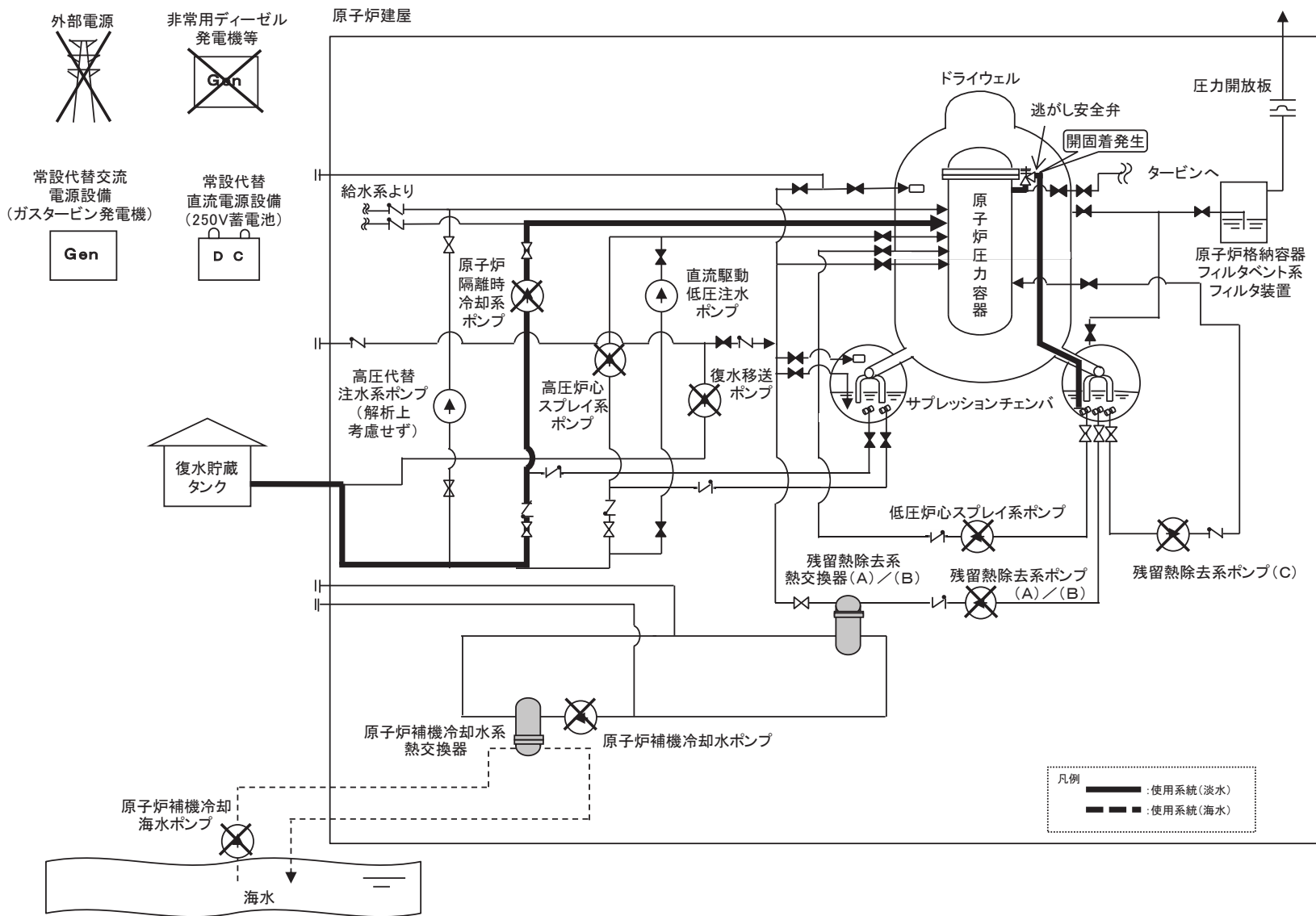
上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ），低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉減圧，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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。

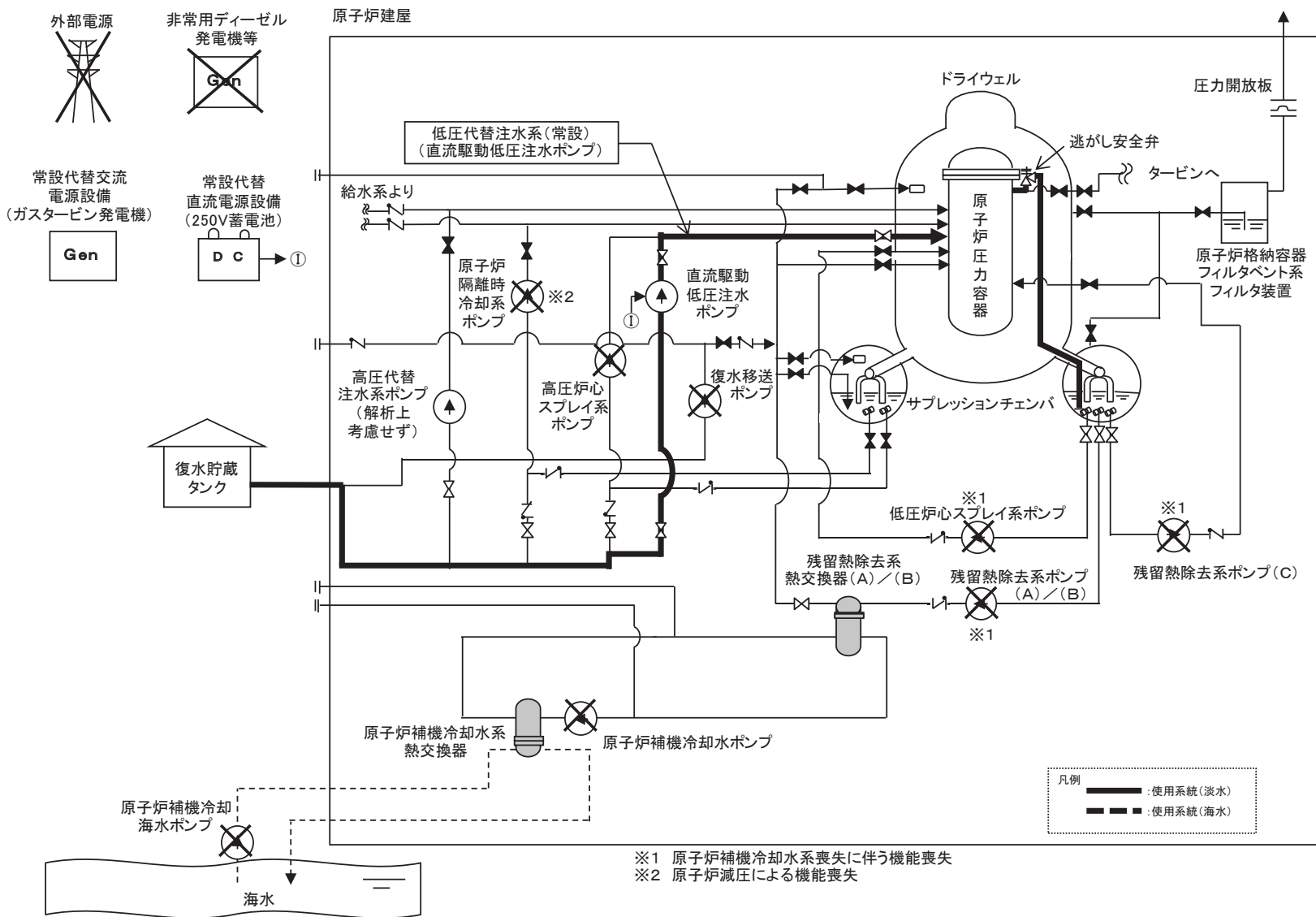
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応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。

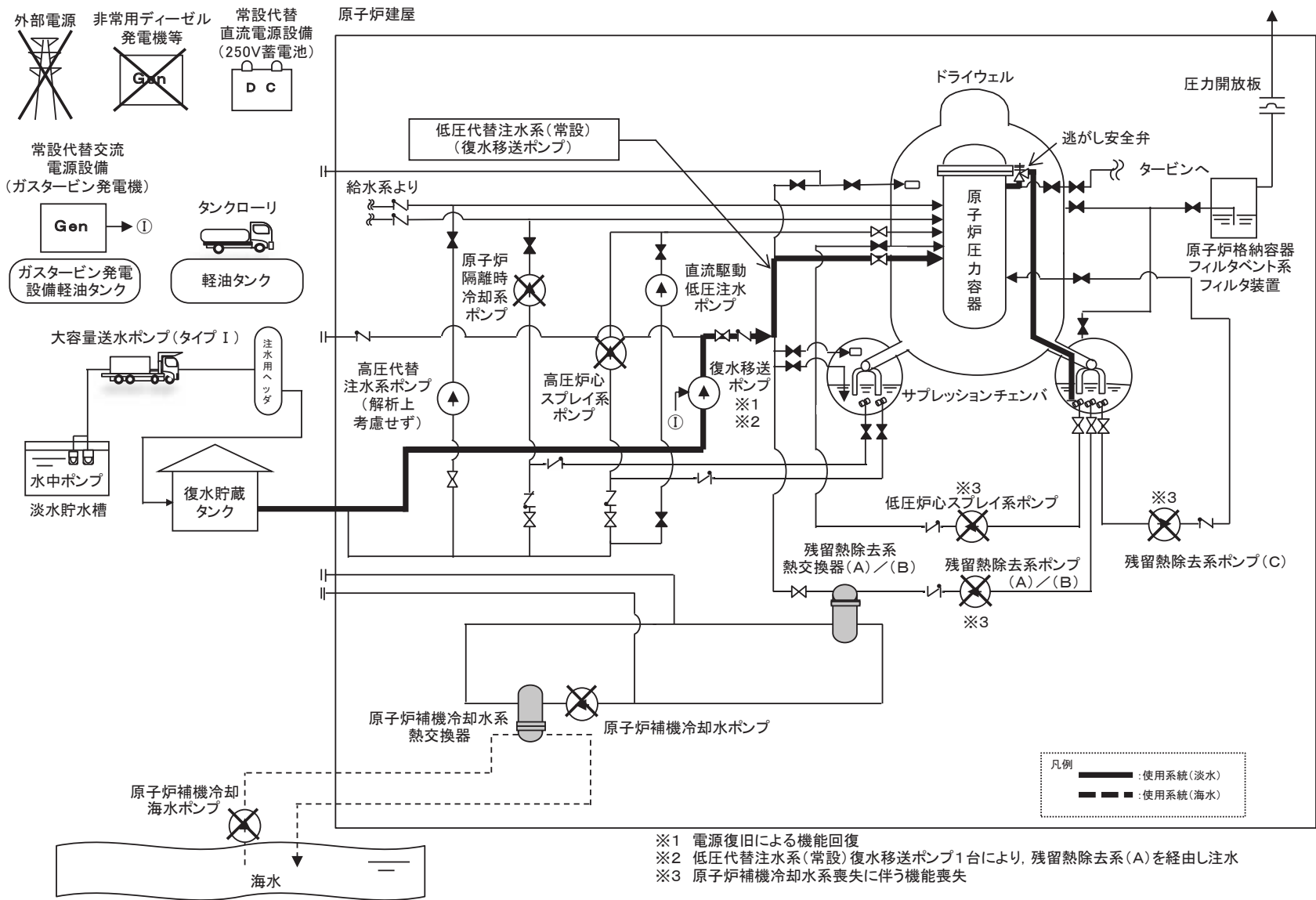
以上のことから，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ），低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁による原子炉注水，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋S R V再閉失敗＋H P C S失敗」に対して有効である。



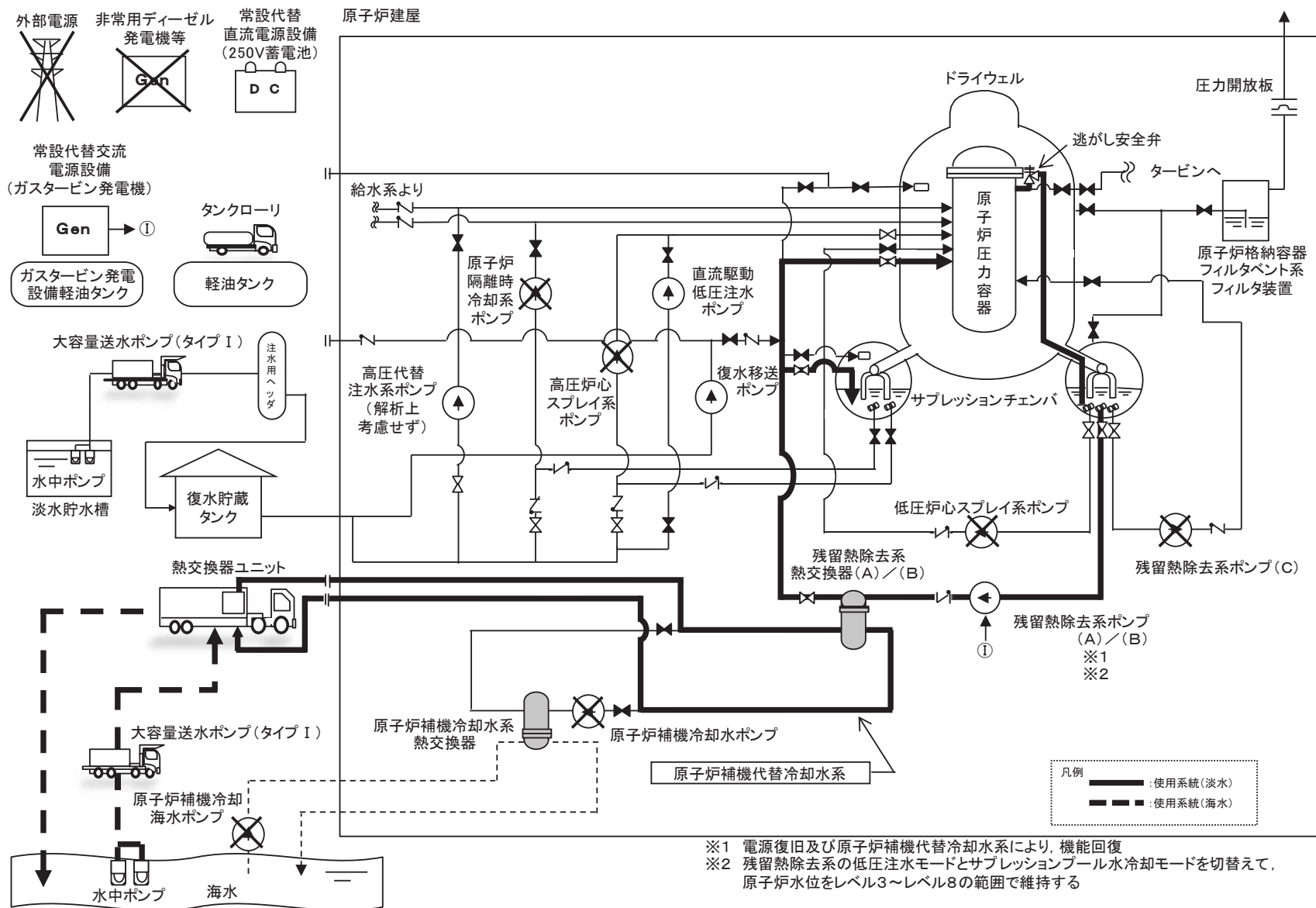
第 2.3.4.1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再開失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図(1/4)  
(原子炉注水)



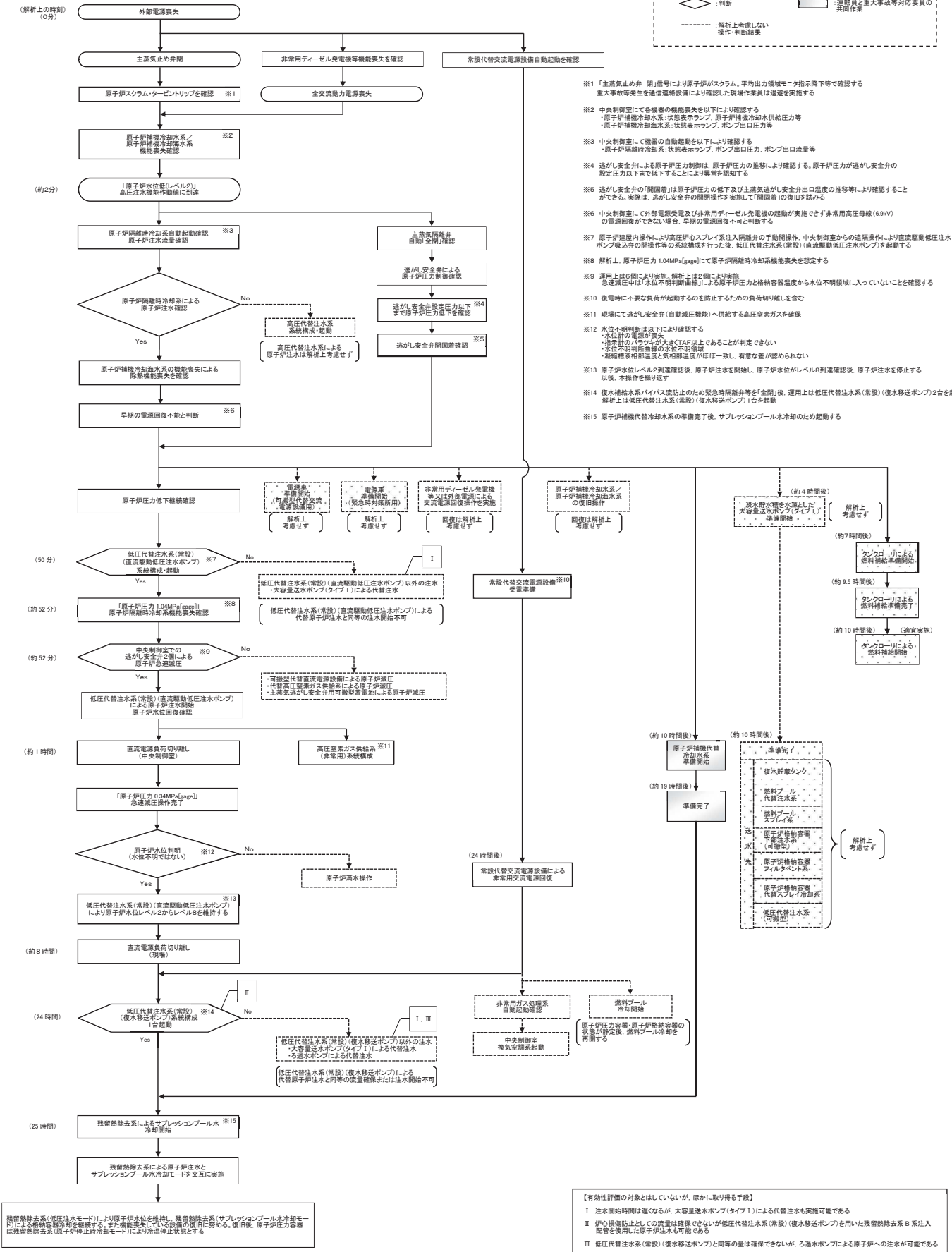
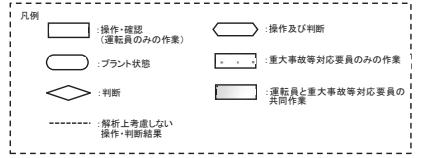
第2.3.4.2図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図(2/4) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.3.4.3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)  
 (原子炉注水)



第 2.3.4.4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図(4/4)  
 (原子炉注水及び格納容器除熱)



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

204

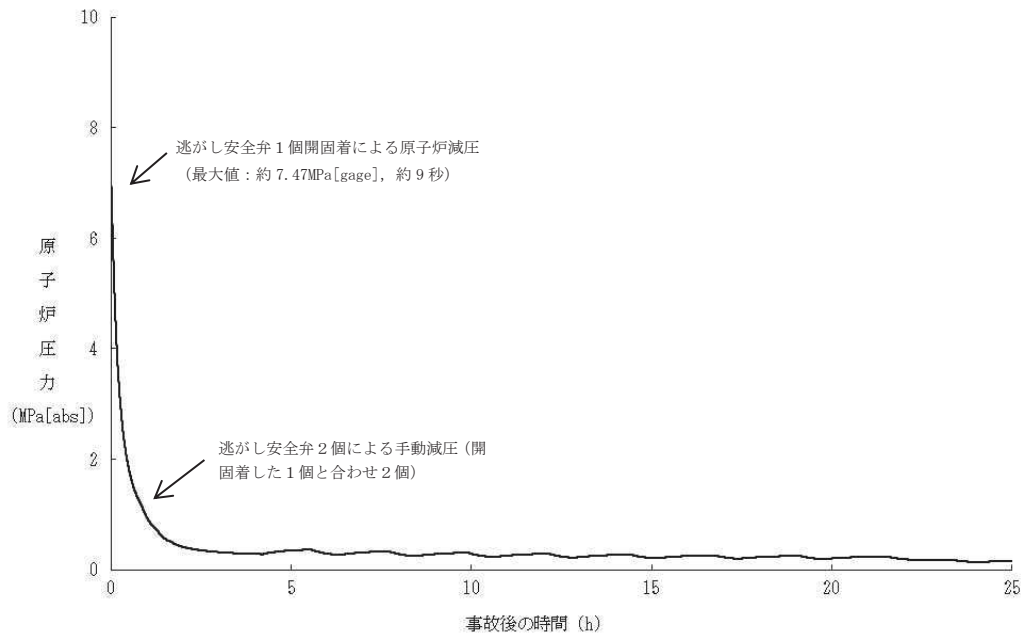
2.3.4-21

必要な要員と作業項目				経過時間(分)												経過時間(時間)												経過時間(日)												備考																																												
作業項目	責任者	発電機係	作業内容	経過時間(分)												経過時間(時間)												経過時間(日)																																																								
				10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	110m	120m	0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h		24h	25h	26h	27h	28h	29h	30d	31d	32d	33d	34d	35d	36d	37d	38d	39d	40d	41d	42d	43d	44d	45d	46d	47d	48d	49d	50d	51d	52d	53d	54d	55d	56d	57d	58d	59d	60d	61d	62d	63d	64d	65d	66d	67d
状況判断	3A A,B,C	-	-	10分																																																																																
原子炉注水操作	1A [C]	-	-	10分																																																																																
高圧代用注水系統起動操作 (解断上考慮せず)	1A [D]	-	-	5分																																																																																
低圧代用注水系統(常設)(直送駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水準備操作	1A [D]	-	-	5分																																																																																
原子炉急速減圧操作	1A [A]	-	-	5分																																																																																
高圧代用注水系統(常設)(直送駆動低圧注水ポンプ)注水操作	1A [B]	-	-	5分																																																																																
アクセルード確保	-	2A [E]	6A [K,M-G]	4時間																																					作業時間が最大となるルートを設定 項目が異なる場合は項目の作業の表時間による																																											
減圧監視操作	-	2A [D,E]	-	30分																																																																																
交流電源確保	-	2A [D,E]	-	30分																																																																																
緊急時対策(解断上考慮せず)	-	3A [D,E]	-	2時間																																																																																
電源確保(解断上考慮せず)	-	2A [D,E]	2A [D-G]	2時間																																																																																
交流電源回復操作 (解断上考慮せず)	-	-	-	2時間																																					対応可能な要員により対応する																																											
原子炉補給冷却水系/原子炉補給冷却海水系 確保操作 (解断上考慮せず)	-	-	-	2時間																																					対応可能な要員により対応する																																											
燃料プール冷却再開 (解断上考慮せず)	1A [C]	-	-	30分																																					燃料プール水温70℃以下維持 燃料プール水温50℃以下維持 要員を確保して対応する																																											
直送電源確保	1A [C]	-	-	5分																																																																																
高圧代用交流電源設備 自動起動操作	1A [C]	-	-	5分																																																																																
代用注水準備	-	9A A-1	1A [A]	6時間																																																																																
大容量送水ポンプ(タイプ1)による高圧注水 機から高圧貯留タンクへの補給 (解断上考慮せず)	-	2A [B,C]	-	10分																																					水容量管理までは余裕時間あり																																											
原子炉補給冷却水系 準備操作	-	2A [D,E]	4A [D-G]	3時間																																																																																
原子炉補給冷却水系 確保	-	2A [D,E]	2A [D-G]	50分																																																																																
高圧代用交流電源設備 発電機操作	2A [A,B]	-	-	5分																																																																																
低圧代用注水系統(常設)(復水移送ポンプ) 準備操作	1A [B]	-	-	5分																																																																																
低圧代用注水系統(常設) (直送送水ポンプ)注水操作	1A [B]	-	-	5分																																																																																
減圧監視操作 (解断上考慮せず)	1A [A]	-	-	5分																																																																																
直送電源確保	1A [A]	-	-	5分																																																																																
残留熱除去系 起動操作	1A [C]	-	-	30分																																																																																
残留熱除去系 原子炉注水操作	1A [C]	-	-	10分																																																																																
残留熱除去系 サプレッションプール冷却操作	1A [C]	-	-	10分																																																																																
高圧代用交流電源設備 負荷制御操作	-	2A [D,E]	2A [D,E]	45分																																					27時間以内実施																																											
燃料補給準備	-	-	2A [L,M]	140分																																					タンクローリ積置に応じて送電機送水ポンプ補給																																											
燃料補給	-	-	2A [L,M]	140分																																																																																
必要人員数 合計	-	5A A-E	17A A-G																																																																																	

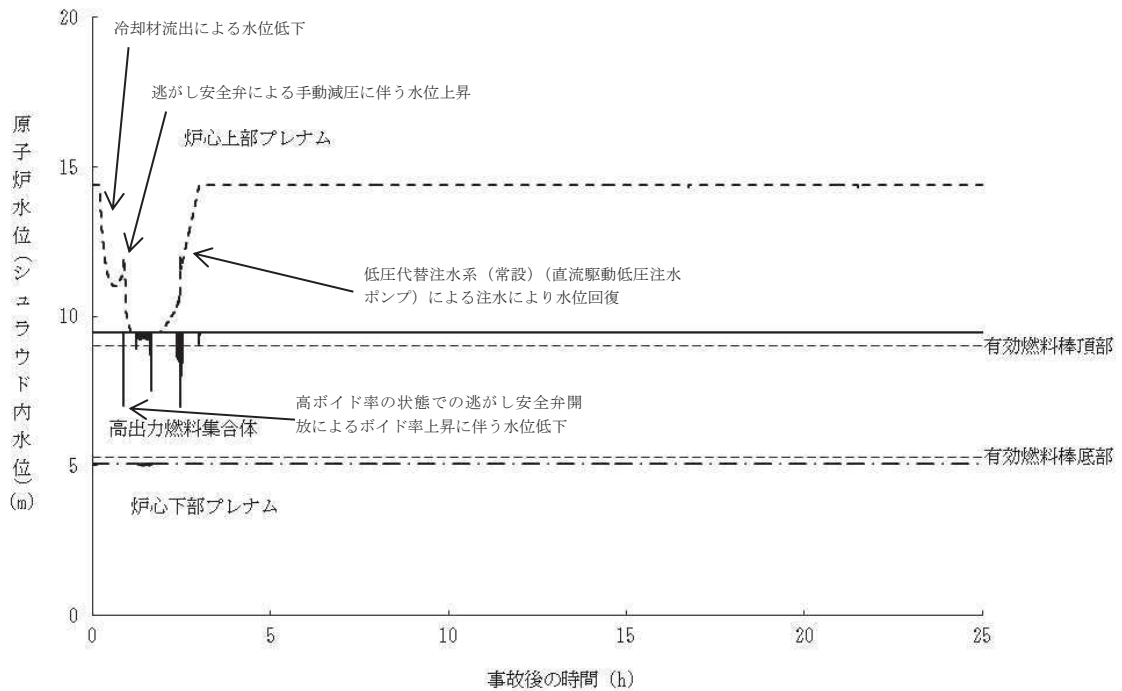
重大事故等対策要員	運転員	7
	重大事故等対応要員	17
	発電所長等対策要員	5
合計		30
発電所常駐要員		30

【】は他作業後移動してきた要員

第 2.3.4.6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の作業と所要時間

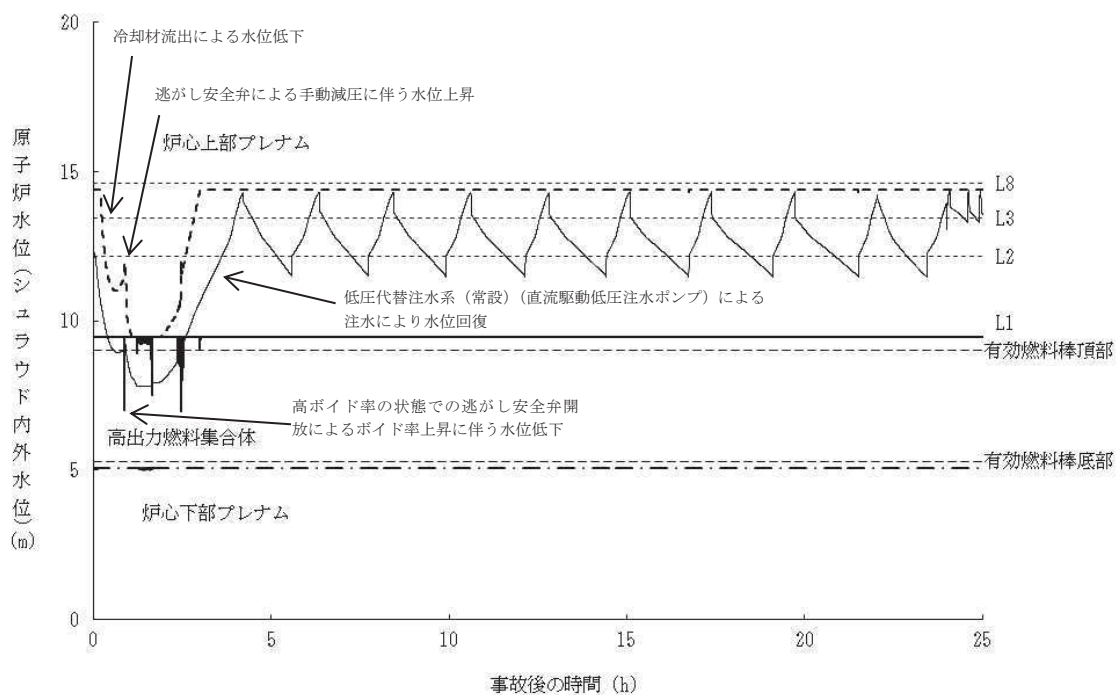


第 2.3.4.7 図 原子炉圧力の推移

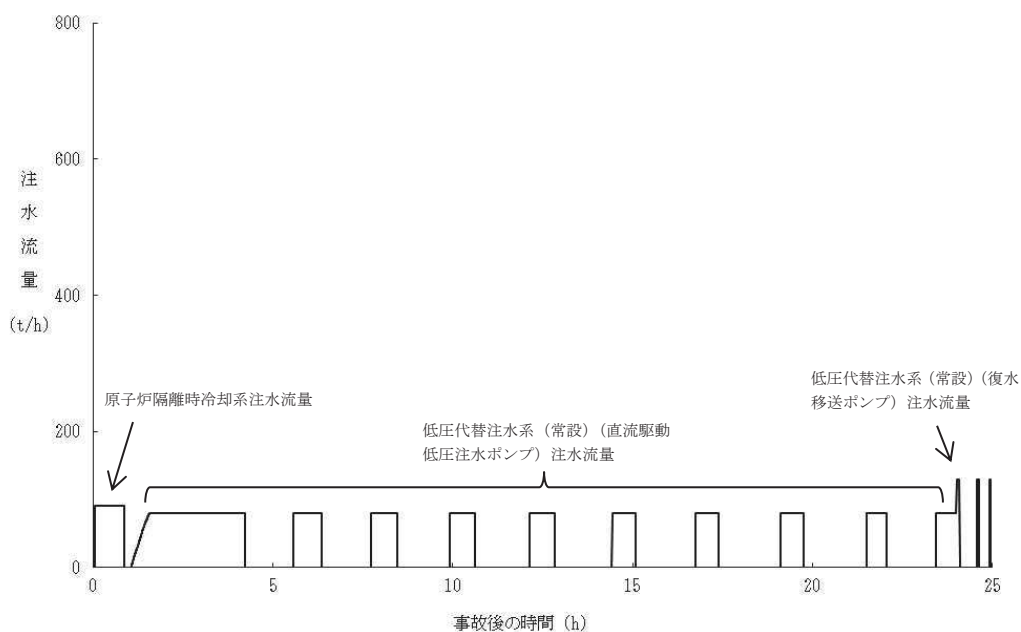


第 2.3.4.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

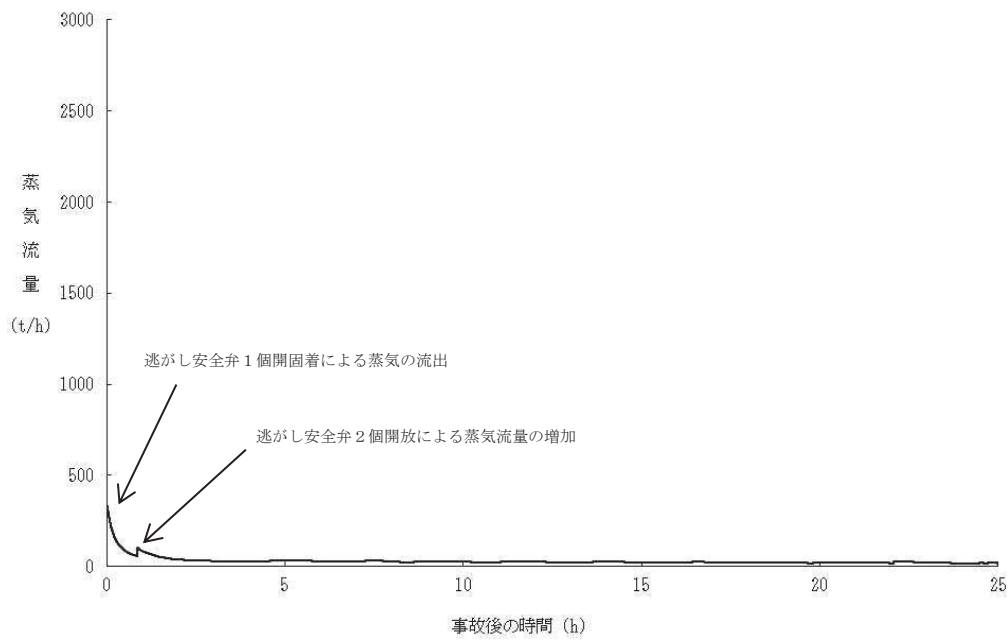




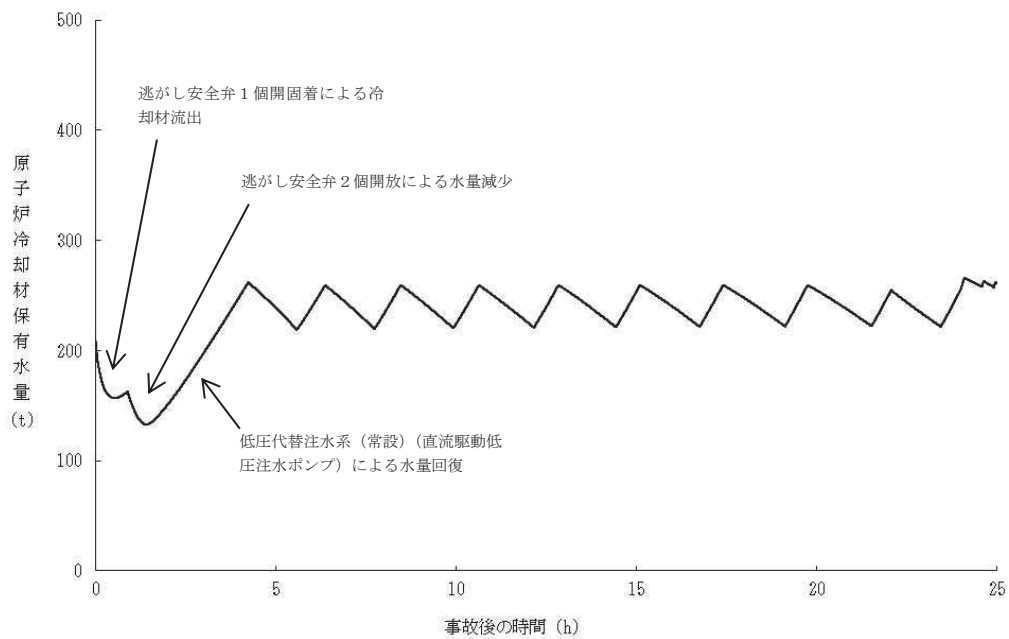
第 2.3.4.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



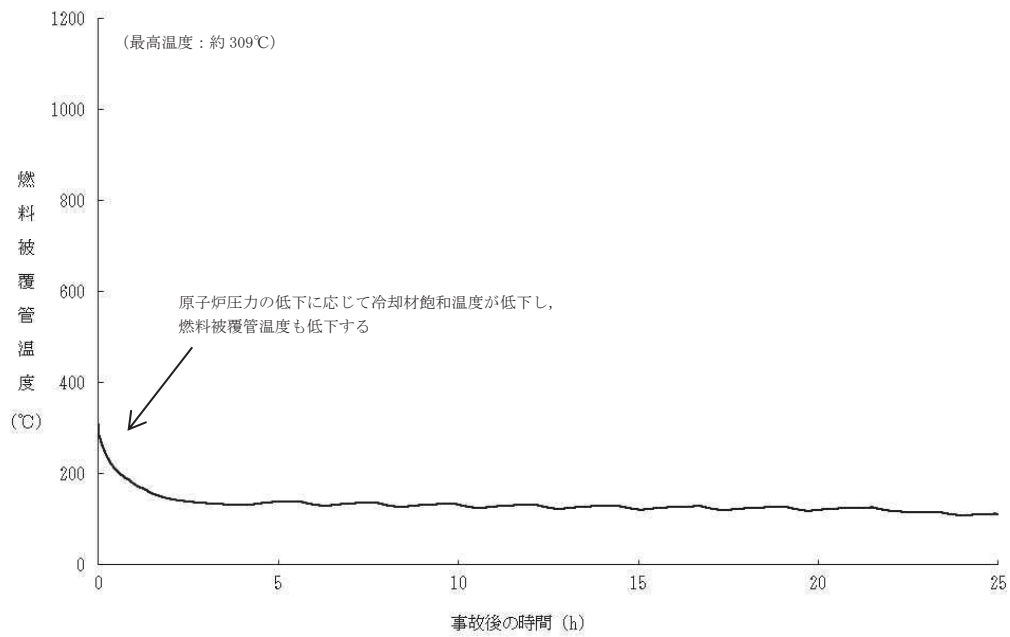
第 2.3.4.10 図 注水流量の推移



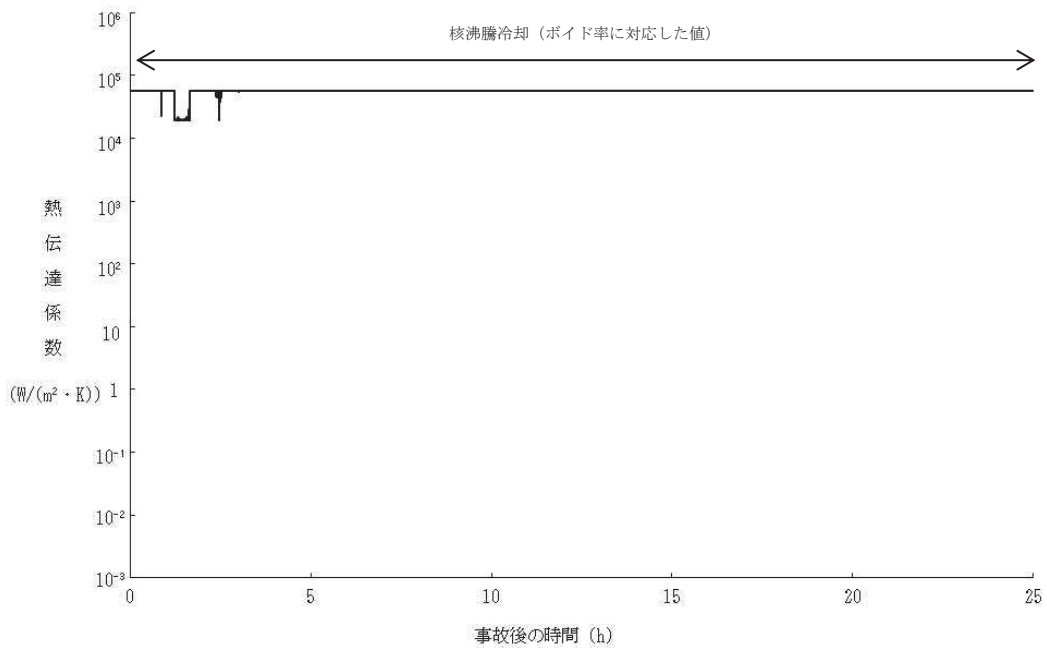
第 2.3.4.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



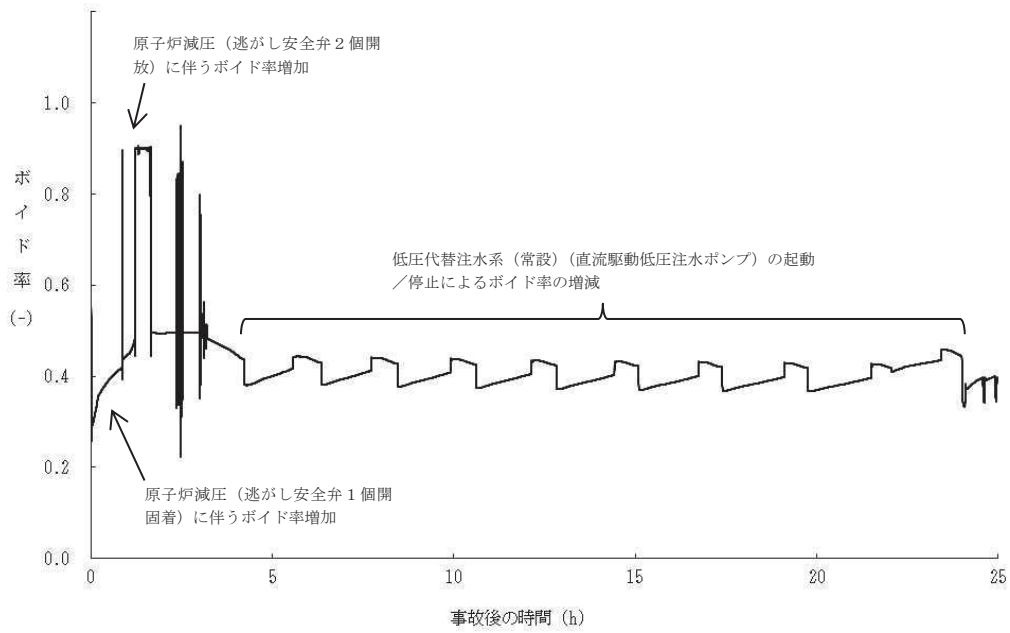
第 2.3.4.12 図 原子炉压力容器内保有水量の推移



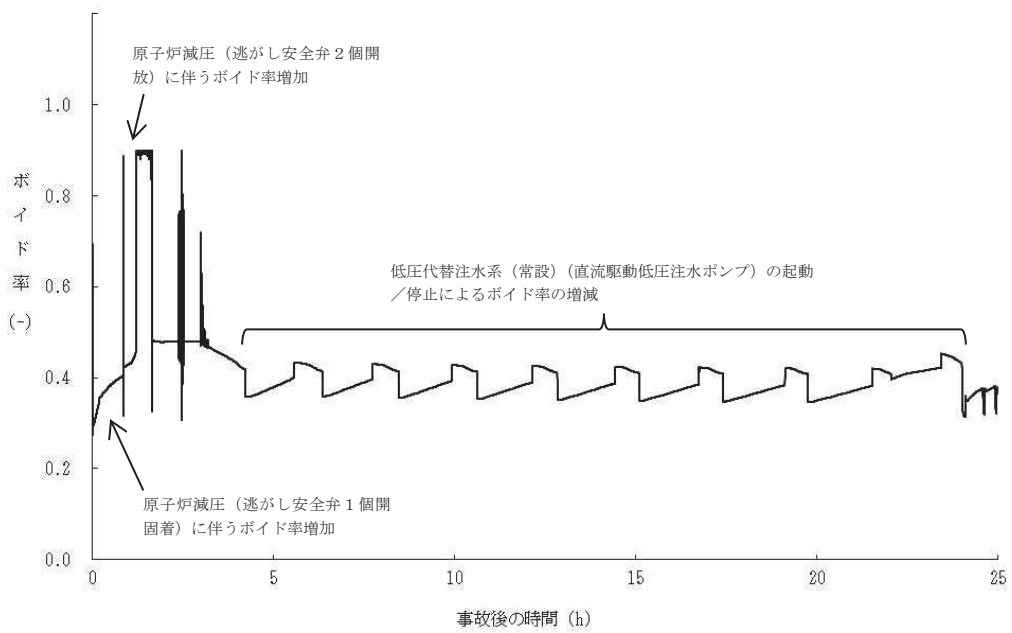
第 2.3.4.13 図 燃料被覆管温度の推移



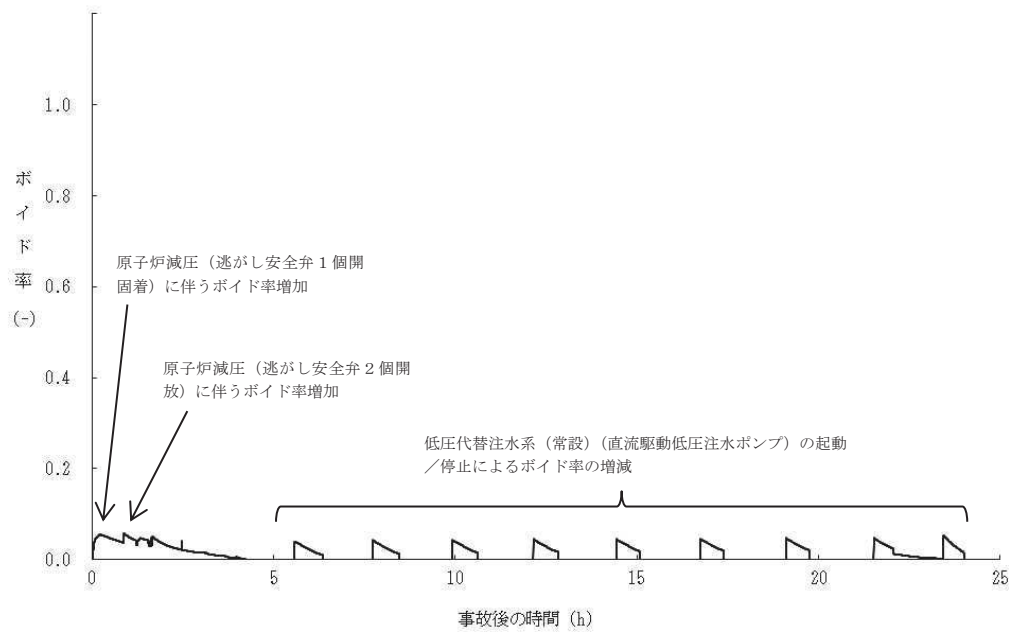
第 2.3.4.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



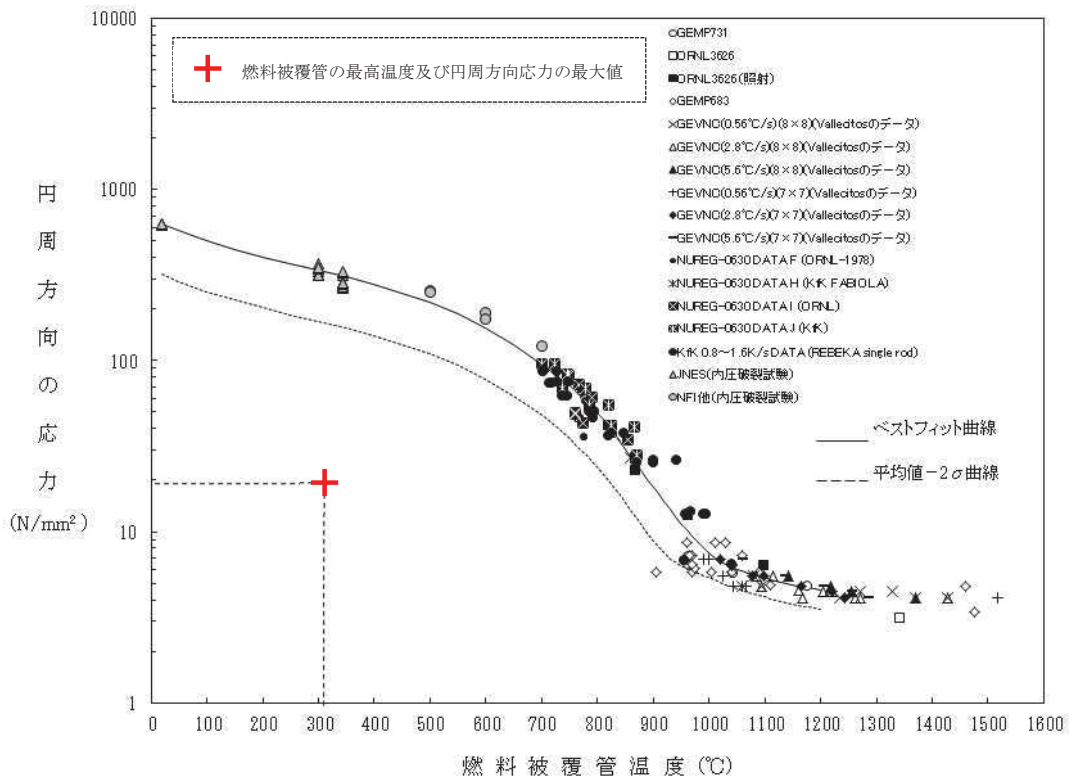
第 2.3.4.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



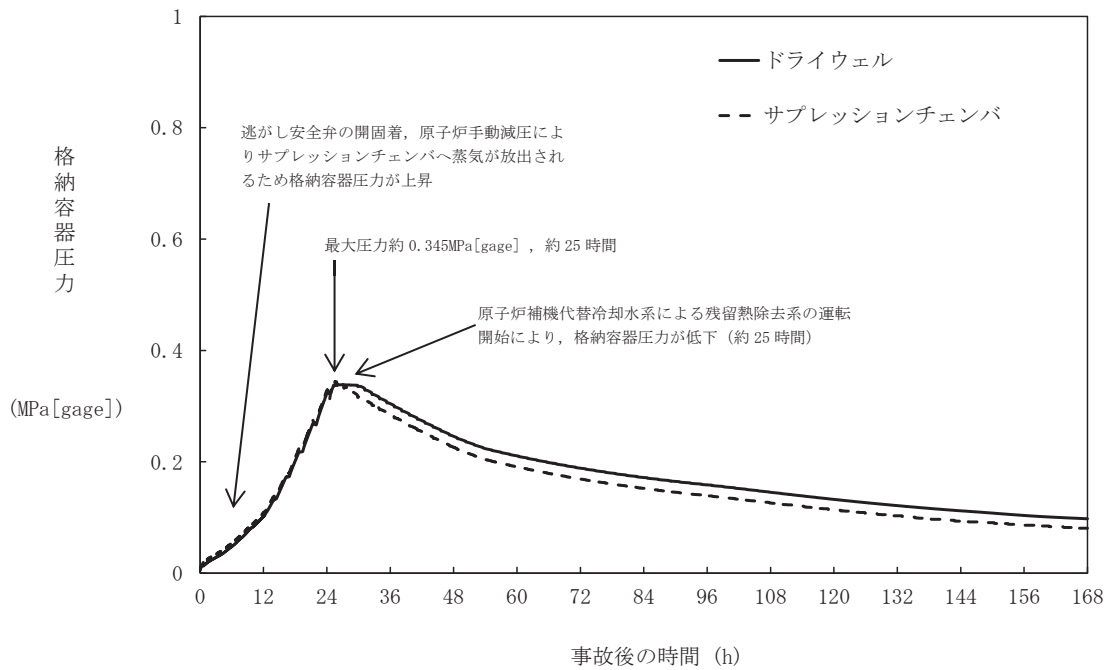
第 2.3.4.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



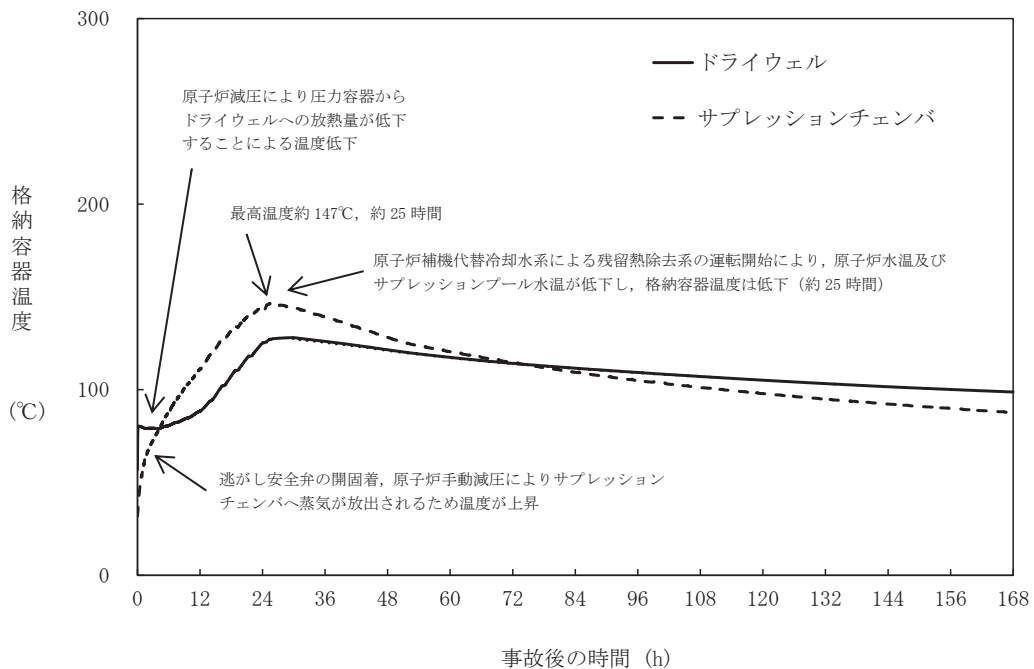
第 2.3.4.17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



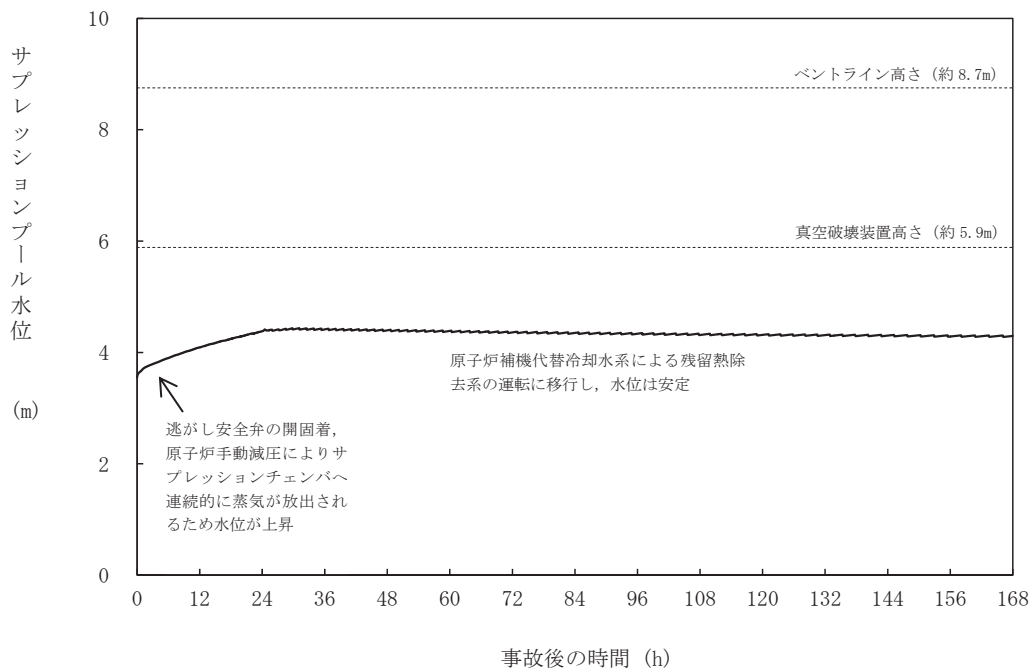
第 2.3.4.18 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



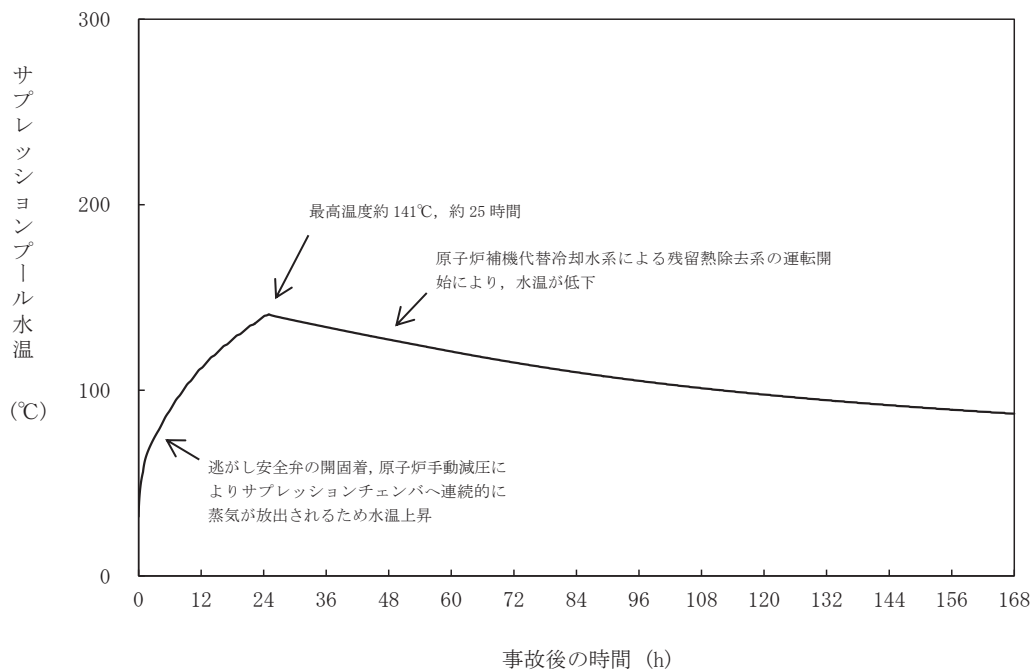
第 2.3.4.19 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.4.20 図 格納容器温度の推移

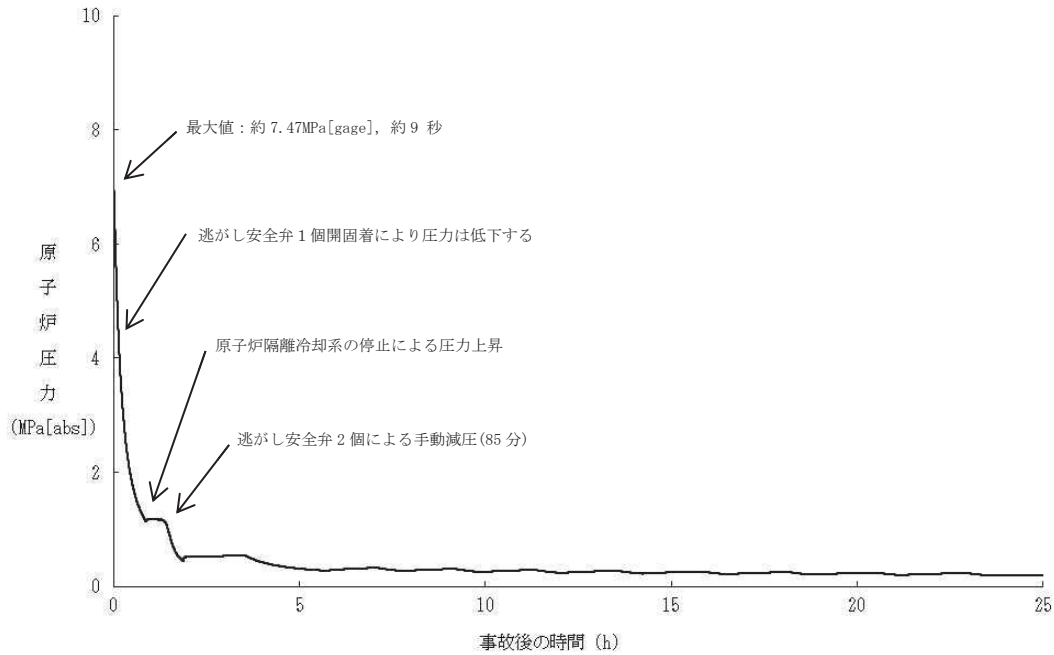


第 2. 3. 4. 21 図 サプレッションプール水位の推移

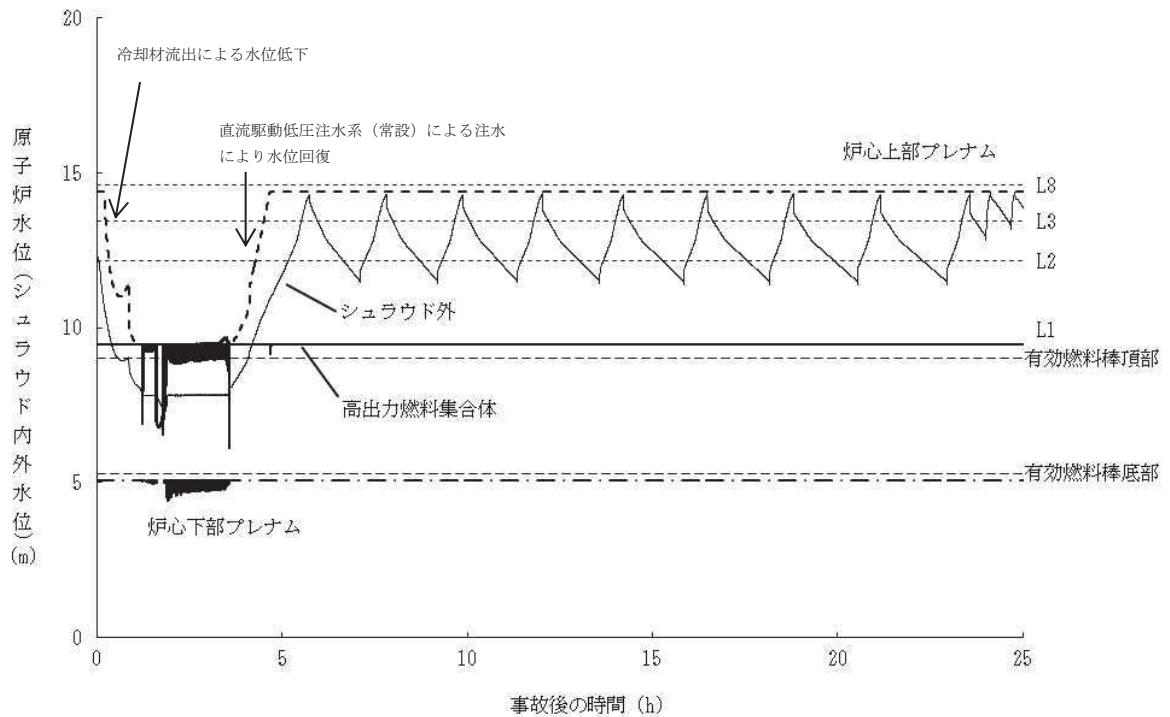


第 2. 3. 4. 22 図 サプレッションプール水温の推移

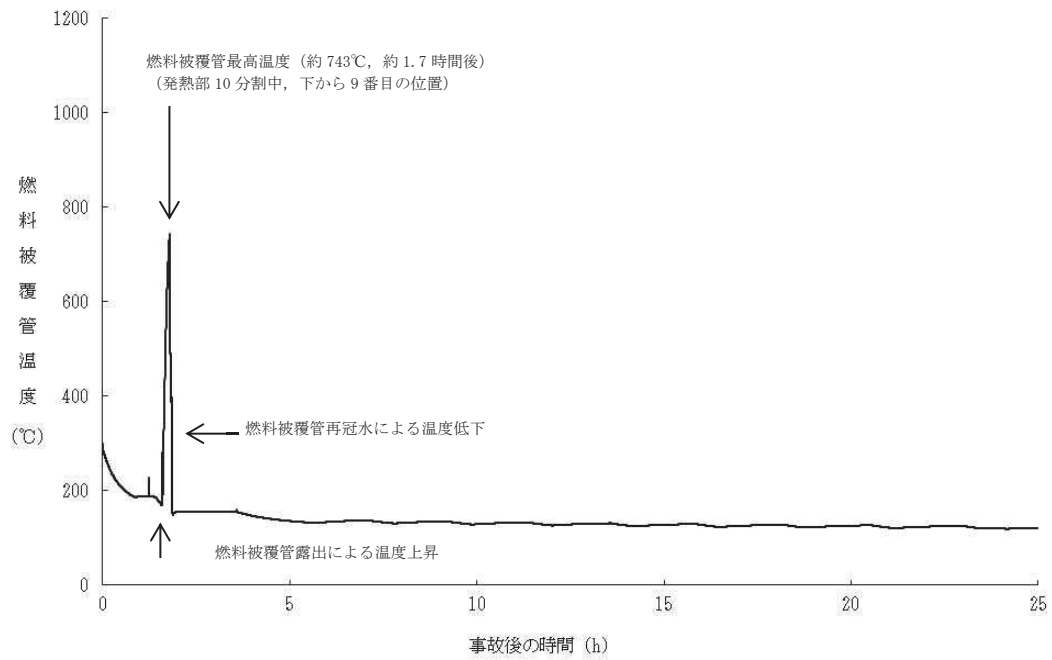




第 2.3.4.23 図 事象発生 85 分後に原子炉急速減圧を実施したケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.3.4.24 図 事象発生 85 分後に原子炉急速減圧を実施したケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.3.4.25 図 事象発生 85 分後に原子炉急速減圧を実施したケースにおける燃料被覆管温度の推移

第 2.3.4.1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の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
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等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	所内常設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。原子炉注水は，逃がし安全弁1個の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 復水貯蔵タンク水位
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，原子炉注水を開始する	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	・低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び手動起動し，中央制御室にて逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備（250V蓄電池） 直流駆動低圧注水ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 直流駆動低圧注水ポンプ出口圧力
低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統圧力を下回ると，原子炉への注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備（250V蓄電池） 直流駆動低圧注水ポンプ 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位 原子炉圧力 直流駆動低圧注水ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
直流電源負荷切り離し	・低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）で使用している直流電源の枯渇を防止するため，直流負荷の切り離しを実施し24時間にわたって直流電源の供給を行う	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備（250V蓄電池）	—	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.4.1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の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
低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水	・常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び手動起動し，原子炉へ注水を開始する。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 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉水位 原子炉圧力 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイレイン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転	・原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後，残留熱除去系によるサブプレッション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（サブプレッションプール水冷却モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サプレッションプール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	・残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。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 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク 【サブプレッションチェンバ】	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位

【 】：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

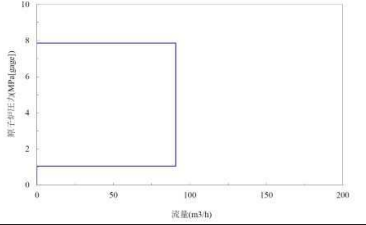
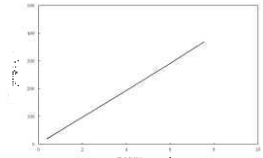
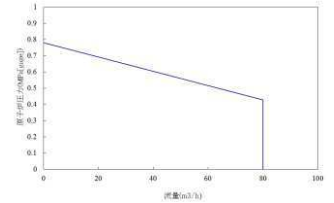
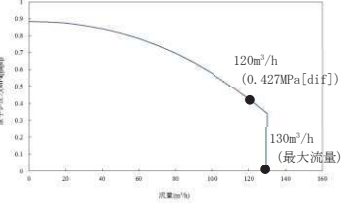
第 2.3.4.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側 : SAFER 格納容器側 : MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から +133cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料 (A 型)	—
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の上限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10% の保守性を考慮し、条件を設定
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値として設定	
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績 (月平均値) を踏まえて設定	

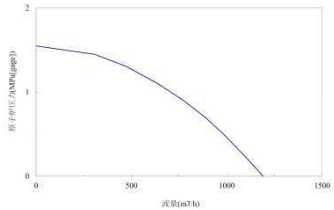
第 2.3.4.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗）（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	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	原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等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、外部電源が喪失するものとして設定

第 2.3.4.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗) (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	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間: 0.06 秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h (7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		開固着した 1 個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の 1 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 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ)	80m <sup>3</sup> /h (0.427MPa [dif]において) で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ) の設計値として設定 
低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h (ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa [dif]において) 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 1 台による注水特性〉 	

第 2.3.4.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗）（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（サブプレッションプール水冷却モード）	熱交換器 1 基当たり約 16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h（0.14MPa [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 <ポンプ 1 台当たりの注水特性> 
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションプール水温 154℃，海水温度 26℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定



第 2.3.4.2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗）（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操作	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動	事象発生 15 分後	事象判断時間を考慮して、事象発生 15 分後より開始するものとする。操作時間は 35 分とする。
	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による原子炉注水停止後	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水の準備完了後として設定
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生 25 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が継続的に可能な条件として設定

全交流動力電源喪失後 24 時間の原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)  
(直流駆動低圧注水ポンプ) の運転継続の妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再開失敗+HPCS失敗時において、全交流動力電源喪失(以下、「SBO」という。)後 24 時間の間に、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)(以下、「DCLI」という。)を用いた原子炉注水に期待している。

SBO 後 24 時間の DCLI の運転継続のために必要な設備は、計測制御設備、電動弁及び直流駆動低圧注水ポンプの電動機であり、直流電源設備より給電され、その容量は「添付資料 2.3.1.1」にて確認している。図 1 に DCLI の系統構成の概略を示す。事故時には直流電源設備の容量以外にもサブ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や DCLI ポンプ設置場所である HPCW 熱交換器室(以下、「HPCW Hx 室」という。)の温度上昇が DCLI の運転継続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、SBO 後 24 時間の DCLI の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この機能に期待することは妥当と考える。

なお、原子炉隔離時冷却系の運転継続の妥当性については、添付資料 2.3.1.2 に示す。

以 上

表 1 DCLI 運転継続の影響評価

DCLI 運転継続 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	DCLI ポンプは復水貯蔵タンクを水源とするため、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	DCLI ポンプは復水貯蔵タンクを水源とするため、S/C 圧力上昇の影響はない	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 DCLI 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、中央制御室の温度が 40℃を超える可能性が考えられる	中央制御室内の制御盤等からの発熱と中央制御室躯体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 39℃(添付資料 2.3.1.2 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>中央制御室の温度上昇が DCLI 運転継続に与える影響はない</u>
HPCW Hx 室の温度上 昇	DCLI のポンプ、弁、電動機、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、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、DCLI ポンプ設置場所が 66℃を超える可能性が考えられる	HPCW Hx 室の室内の発熱と HPCW Hx 室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の HPCW Hx 室の最高温度は約 53℃(補足資料参照)と評価され、DCLI 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>HPCW Hx 室の温度上昇が DCLI 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。

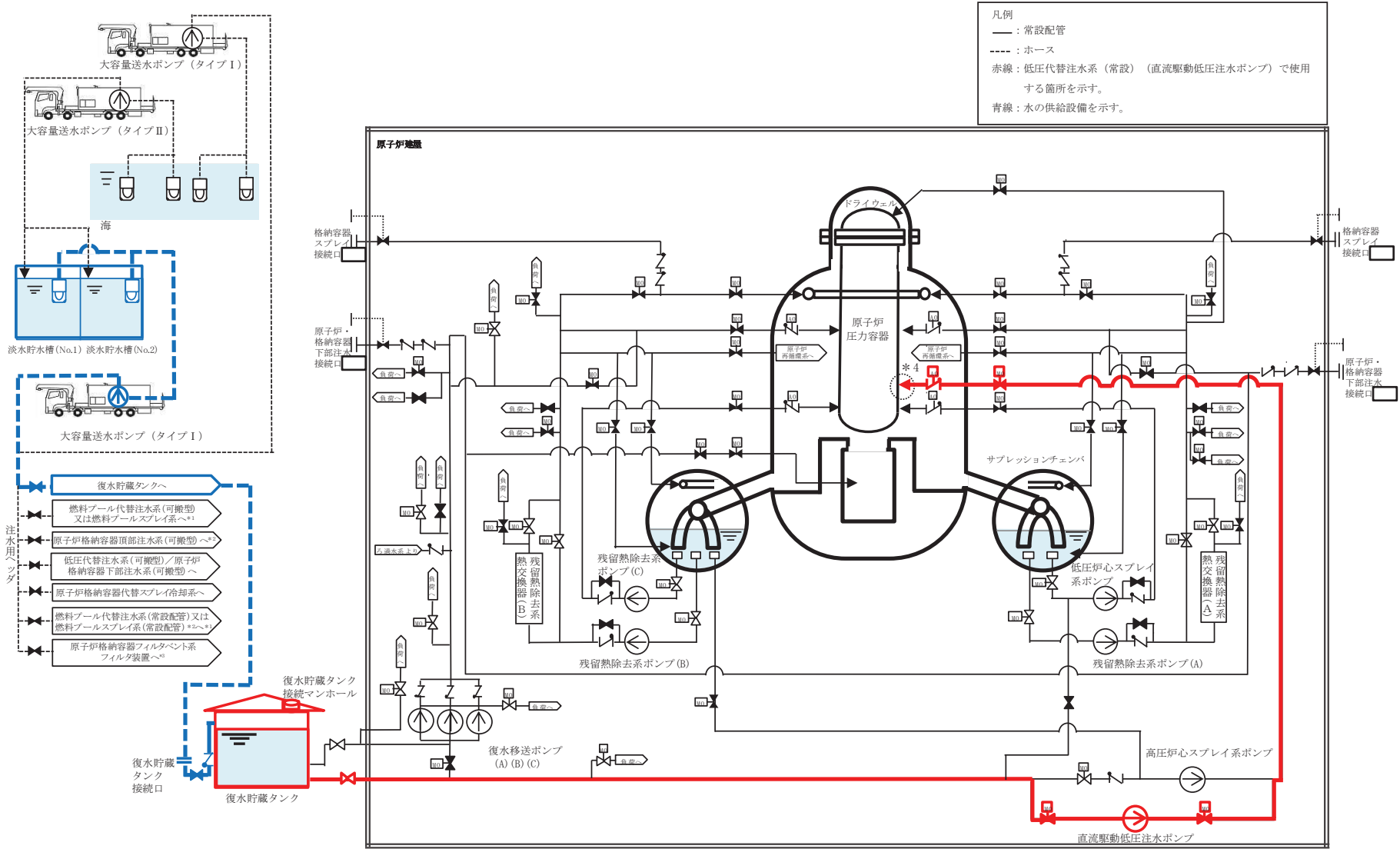


図 1 DCLI 系統概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 全交流動力電源喪失時における HPCW Hx 室の温度上昇について

## 1. 評価の流れ

SBO 時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象室の温度変化は、機器や配管等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 2.3.1.2 補足資料と同様の方法を用いて HPCW Hx 室の室温を評価した。

## 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 参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

地中	12.0℃
一般エリア	40.0℃
HPCS ポンプ室	65.0℃
トールラス室	145.0℃

- ・壁—空気の熱伝達率<sup>※1</sup>：0～3.1W/m<sup>2</sup>K  
[出典：日本機械学会 伝熱工学資料 第 5 版]  
※1 各壁面についての自然対流熱伝達率を設定
- ・コンクリートの熱伝導率：1.63W/mK  
[出典：日本建築学会 原子炉建屋構造設計指針・同解説]

表 1 評価する部屋の条件

条件	HPCW Hx 室
発熱負荷 [W]	9250
容積 [m <sup>3</sup> ]	963
室内空気の比熱 <sup>※2</sup> [J/kgK]	1007
初期温度 [℃]	40

※2[出典：日本機械学会 伝熱工学資料第 5 版]

## 3. 評価結果

SBO 時において、事象発生から 24 時間後の HPCW Hx 室の最高温度は約 53℃となり、設計上想定している環境温度の上限値<sup>※3</sup>を超過しないため、DCLI 運転継続に与える影響はない。

※3 HPCW Hx 室：66℃

以 上

## 安定状態について

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋S R V再閉失敗＋H P C S失敗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。

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格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、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、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、逃がし安全弁による原子炉減圧及び低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水ポンプ）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、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低压注水モード）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。

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 25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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、格納容器安定状態が確立される。なお、残留熱除去系による格納容器除熱後は、1 系統の残留熱除去系により原子炉注水と格納容器除熱を交互に実施する。

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り、安定状態維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS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（SAFER）（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、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価が、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309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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モニタ（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。原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約25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、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309℃）を上回ることない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。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字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、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシ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。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309℃）を上回ることない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。

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 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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。	初期の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。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外水位）の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。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、解析コードは、シュラウド外水位を現実的に評価す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、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 309℃）を上回ることではない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想定する必要はない。	解析コードは、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挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、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。破断口及び逃がし安全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、平衡均質流に到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、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 309℃）を上回ることではない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。
	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く評価する。	「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 (MAAP)

【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しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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ことから、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しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝導				
	サブプレッションプール水冷却	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（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）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	2,436MWt	2,435MWt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は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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は、燃料棒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、燃料棒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	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力が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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力が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。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (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いことから、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及ぼす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。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす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。
	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、熱力学的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、両型式の燃料の熱力学的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、両型式の燃料の熱力学的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。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、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は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、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)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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。
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は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は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は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。
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇が遅くなる。残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転への以降は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、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、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[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時間当たり約14kPa(約25時間で約340kPa[gage])であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約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時間当たり約14kPa(約25時間で約340kPa[gage])であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約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。
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (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。
	外部水源の温度	40℃	約20℃～約40℃ (実測値)	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、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、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、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、原子炉水位回復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。

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（2/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）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	外部水源の容量	約 1,192m <sup>3</sup>	約 1,192m <sup>3</sup> 以上	通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用量を参考に、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与える影響はない。	—
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	—	原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定。		
		逃がし安全弁1個開固着	—	本事故シークエ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。	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	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06秒)	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間：0.06秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定	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。
	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 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa [gage]において）	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa [gage]において）	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 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能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。
		開固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁（1個）を開することによる原子炉急速減圧	開固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁（5個）を開すること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	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、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は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）	80m <sup>3</sup> /h (0.427MPa [dif]において) で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	80m <sup>3</sup> /h (0.427MPa [dif]において) で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	120m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、0.427MPa [dif]において）で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	145m <sup>3</sup> /h（ポンプ2台当たり、0.427MPa [dif]において）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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	残留熱除去系（サブプレッションポンプ冷却モード）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションポンプ水温154℃において）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションポンプ水温154℃において）	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定	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。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif]において) にて注水	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [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	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなるがある。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（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションポンプ水温154℃、海水温度26℃において）	16.0MW（サブプレッションポンプ水温154℃、海水温度26℃において）	原子炉補機代替冷却水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 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（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 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動	事象発生15分後	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動は、事象判断時間を考慮して、事象発生15分後に開始するものとする。操作時間は35分とする。	<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母線の電源回復ができず、さらに逃がし安全弁1個が開固着により原子炉圧力が低下した場合、蒸気駆動による原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで原子炉水位が低下し原子炉水位が維持できなくなることから、注水系統確保のため、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水準備を開始する手順としている。このため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作は、現場で系統構成を行う運転員（現場）と中央制御室で系統構成及びポンプ起動操作を行う運転員が配置されている。現場及び中央制御室の運転員は低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の電気作動弁まで通常14分程度で移動可能であるが、それに時間余裕を考慮して操作所要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】 現場で実施する系統構成は、電気作動弁1個の操作であり、移動時間及び時間余裕を含めて30分の操作所要時間を設定している。 中央制御室で実施する系統構成及びポンプ起動の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作であり、時間余裕を含めて操作所要時間5分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>〔低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水準備：5分間（余裕含む）〕 （現場での系統構成と並行して実施可能な操作） ・ 直流駆動低圧注水ポンプ吸込弁及び直流駆動低圧注水ポンプ注入流量調整弁の全開操作等に4分間を想定（現場及び中央制御室での系統構成完了後実施する操作） ・ 直流駆動低圧注水ポンプの起動操作に1分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作時に、当該操作を行う現場及び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い。</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1組2人以上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。中央制御室操作は、中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	事象発生から85分後（操作開始時間35分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約743℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。（添付資料2.3.4.4）	現場で実施する低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成については30分を想定しているところ、訓練実績は約19分。中央制御室で実施する低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作に5分を想定しているところ、訓練実績は約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。
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による原子炉注水停止後（事象発生約52分後）	低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水の準備完了後として設定	<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母線の電源回復ができず、さらに逃がし安全弁1個の開固着により原子炉圧力が低下し原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合、原子炉の急速減圧を行い低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水を行う手順としている。このため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</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い。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、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】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作時に、当該操作を行う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い。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	事象発生から85分後（操作開始時間約33分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約743℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。（添付資料2.3.4.4）	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1分で逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を行うことを確認した。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（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	常設直流電源 負荷切り離し 操作（中央制 御室内操作）	事象発生1時間後ま でに切り離し操作完了（事 象発生15分後に操作を 開始し、操作時間は5 分）	常設直流電源負荷切り 離し操作（中央制御室内 操作）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	【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設 代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可（全交流動力電源喪失）と判断する。こ の場合、原子炉が未臨界となったことを確認した後、中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作を開 始する手順としている。よって解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 【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おり、操作開始時間に与える影響はない。 【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い。 【操作所要時間】 中央制御室で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、操作スイッチ4個の操作であり、約1分で操作可能であ るが、余裕を含めて5分の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与 える影響はない。 【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。	全交流動力電源喪失の認知時 間は早まる可能性があること から、実態の操作開始時間が早 くなる場合が考えられる。	実態の操作開始時間は解析上 の設定よりも早まる可能性が あることから、その場合直流電 源設備の枯渇時間を遅延でき るが、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。	事象発生から1時間後（操 作開始時間の40分の時間 遅れ）までに常設直流電源 負荷切り離し操作（中央制 御室内操作）が開始できれ ば、直流電源が枯渇するこ とはなく、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（模擬操作含む）を 取得。起回事象の全交流動 力電源喪失発生から常設直 流電源負荷切り離しまで1 時間を想定していること ろ、訓練実績は約10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。
	直流電源負荷 切り離し操作 （250V 直流負 荷）（中央制御 室内操作）	事象発生1時間後に切 り離し	直流電源負荷切り離し 操作（250V 直流負荷）（中 央制御室内操作）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	【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設 代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可（全交流動力電源喪失）と判断する。こ の場合、事象発生1時間後に中央制御室内で実施する直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）を開始する手順 としている。このため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【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おり、操作開始時間に与える影響はない。 【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い。 【操作所要時間】 中央制御室で実施する常設直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）は、操作スイッチ1個の操作であり、約2 分で操作可能であるが、余裕を含めて5分の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響は ない。 【他の並列操作有無】 中央制御室内で実施する常設直流電源負荷切り離し操作（250V 直流負荷）時に、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い。 【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。	実態の操作開始時間は解析上 の設定とほぼ同等であるため、 操作開始時間に与える影響は ない。	実態の操作開始時間は解析上 の設定とほぼ同等であるため、 評価項目となるパラメータに 与える影響は小さい。	直流電源負荷切り離し操作 開始までの時間は、事象発 生から1時間あり、準備時 間確保できるため、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（模擬操作含む）を 取得。常設直流電源負荷切 り離し操作（250V 直流負 荷）操作に5分を想定して いるところ、訓練実績は約 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。

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(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					
常設直流電源 負荷切り離し 操作(現場操 作)	事象発生8時間後	常設直流電源負荷切り離し操作(現場操作)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】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等により外部電源喪失、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不可(全交流動力電源喪失)と判断する。これにより現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作を開始する手順としている。よって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>【要員配置】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、中央制御室操作を行う運転員とは別の運転員(現場)を配置している。運転員(現場)は、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】 中央制御室から操作現場である制御建屋内の電源盤までのアクセスルートは制御建屋のみであり、通常4分程度で移動可能である。また、制御建屋内での操作場所間の移動は、通常1分程度で移動可能であり、これら移動時間に時間余裕を加えて操作所要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】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作は、電源盤のスイッチ28個の操作であり、移動時間及び時間余裕を含めて1時間の操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する常設直流電源負荷切り離し操作時に、当該操作に対応する運転員(現場)に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員の現場操作は、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>	全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、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。	常設直流電源負荷切り離し操作(現場操作)までの時間の時間余裕がある。	常設直流電源負荷切り離し操作は移動時間を含め1時間を想定しているところ、訓練実績等では約40分で操作が可能なることを確認した。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。
操作条件  各機器への給油(原子炉補機代替冷却水系)	事象発生から24時間以降、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24時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では、原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット(1台)及び大容量送水ポンプ(タイプI)(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、原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI))への給油準備(現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで)は、所要時間140分のところ訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。また、各機器への給油作業は、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。原子炉補機代替冷却水系への給油作業は、熱交換器ユニットが許容時間900分のところ、訓練実績等では約40分、大容量送水ポンプ(タイプI)が、許容時間300分のところ、訓練実績等では約40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。
常設代替交流電源設備からの受電操作	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。	—	—	—	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(模擬操作含む)を取得。常設代替交流電源設備の受電操作に5分を想定しているところ、訓練実績では約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。

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（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					
低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作	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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備による電源供給を確認してから低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備完了まで5分を想定しているところ、訓練実績では約4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。
操作条件 原子炉補機代替冷却水系の起動操作	事象発生 24 時間後に準備完了	大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後の原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する手順としており、大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後に引き続き実施する作業であることから、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>【要員配置】 原子炉補機代替冷却水系の準備は、中央制御室にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成を行う運転員、現場にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成等を行う運転員（現場）及び原子炉補機代替冷却水系の移動、敷設を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。中央制御室及び現場の運転員は原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】 中央制御室における原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成は、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い。また、現場で行う原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等については、中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の手動弁まで通常 9 分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 14 分間を操作所要時間に含めて想定していることから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、復水貯蔵タンクへの補給に用いる大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了（事象発生 10 時間）後に開始する。重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて 20 分間を操作所要時間に含めて想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 原子炉補機代替冷却水系の準備の作業内容及び操作所要時間等は以下のとおりである。これらの作業は並行して行う作業を含んでいることから、移動時間 20 分を含んだ合計 9 時間の想定であり、これに余裕を含めて 14 時間（事象発生後 24 時間）を操作所要時間として想定している。よって、原子炉補機代替冷却水系の準備には十分な余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。なお、原子炉補機代替冷却水系に用いる熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I）は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成（運転員）：10 分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機代替冷却水系弁の開操作に 10 分間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成（運転員（現場））：1.3 時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機代替冷却水系弁の開操作に 1.3 時間を想定（中央制御室から弁設置場所への移動時間 14 分含む）</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I））の準備（重大事故等対応要員）：9 時間] ・ 原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホース敷設、水張り等（移動時間 20 分含む）に 9 時間を想定</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機代替冷却水系空気抜き操作（運転員（現場））：50 分間] ・ 原子炉補機代替冷却水系を接続した原子炉補機代替冷却水系の空気抜き操作に 50 分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員による系統構成（中央制御室及び現場操作）及び重大事故等対応要員による準備作業は、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、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室操作は、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。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 1 組 2 人以上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>	原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 14 時間を想定することで、合計 24 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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり、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ることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系の起動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。	原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から 24 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	運転員の中央制御室からの遠隔操作による原子炉補機代替冷却水系の系統構成は、所要時間 10 分想定のところ、訓練実績等により約 7 分で実施可能であることを確認した。原子炉補機代替冷却水系の移動、ホース敷設、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間 14 時間想定のところ、訓練実績等により約 8 時間で実施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、所要時間 1.3 時間想定のところ約 48 分、空気抜き操作は所要時間 50 分間想定のところ約 32 分で実施可能であることを訓練実績等により確認した。想定で意図している作業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（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	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生 25 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電後として設定	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作までの時間は、事象発生から 25 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、サブプレッションプール水冷却モードのための系統構成に約 6 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。
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が継続的に可能な条件として設定	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は、事象発生から 25 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。



## 減圧・注水操作の時間余裕について

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失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」では、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注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後、原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水により炉心は冠水維持される評価結果となっている。

ここでは、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による系統構成及び起動操作が遅れ、事象発生 85 分後（35 分の操作遅れ）に原子炉急速減圧を開始した場合の影響について評価した。

表 1 に示すとおり、原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による原子炉注水が事象発生 85 分後から開始された場合においても、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足する。

そのため、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の系統構成及び起動操作は事象発生 50 分後に完了することから、35 分の時間余裕がある。

表 1 減圧・注水操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

減圧開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
事象発生 85 分後	約 743℃	1%以下

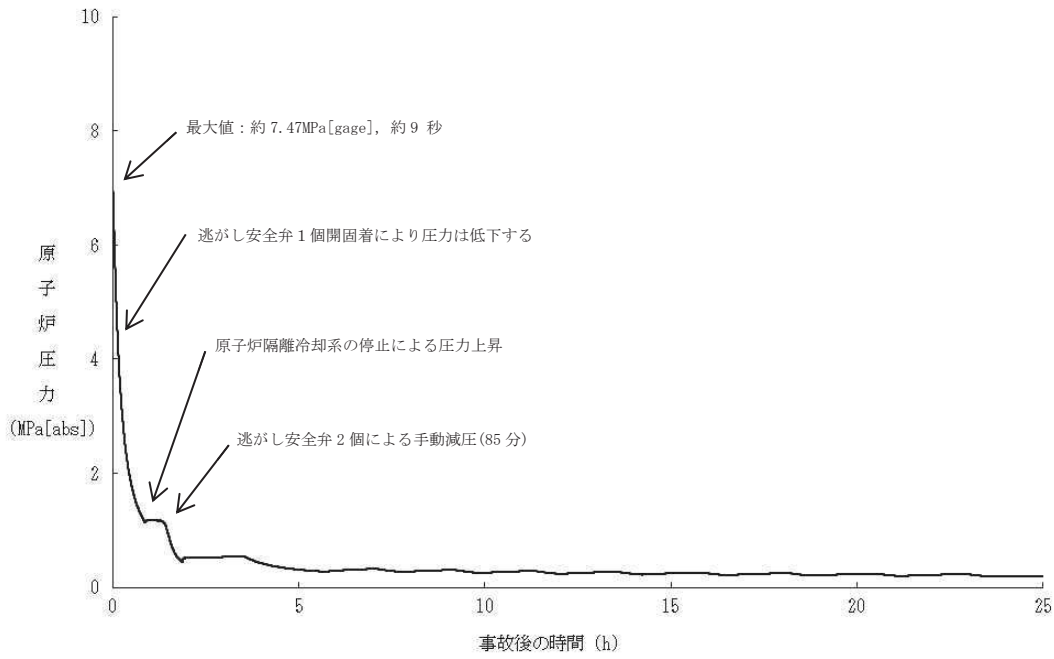


図1 事象発生 85 分後に原子炉急速減圧を実施したケースにおける原子炉圧力の推移

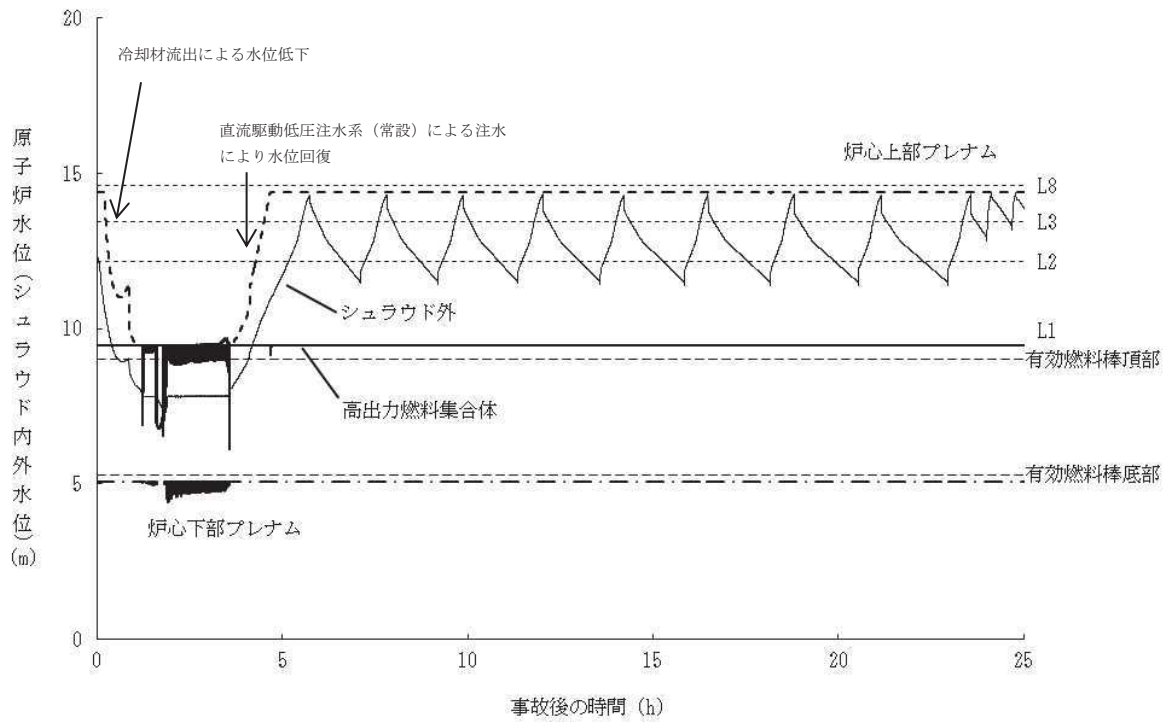


図2 事象発生 85 分後に原子炉急速減圧を実施したケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

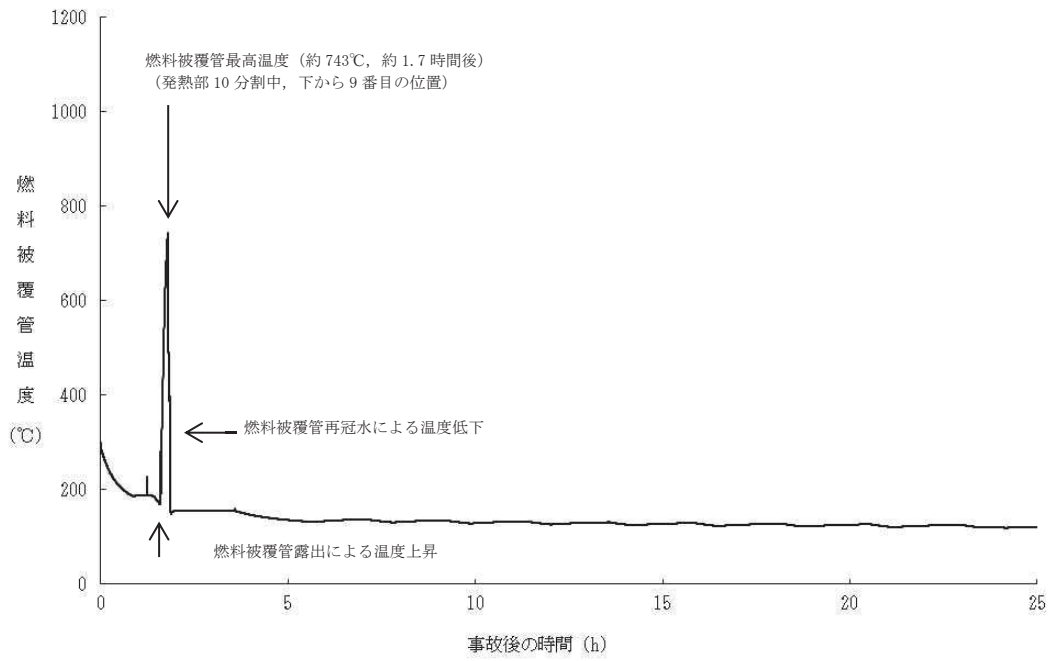


図3 事象発生 85 分後に原子炉急速減圧を実施したケースにおける燃料被覆管温度の推移

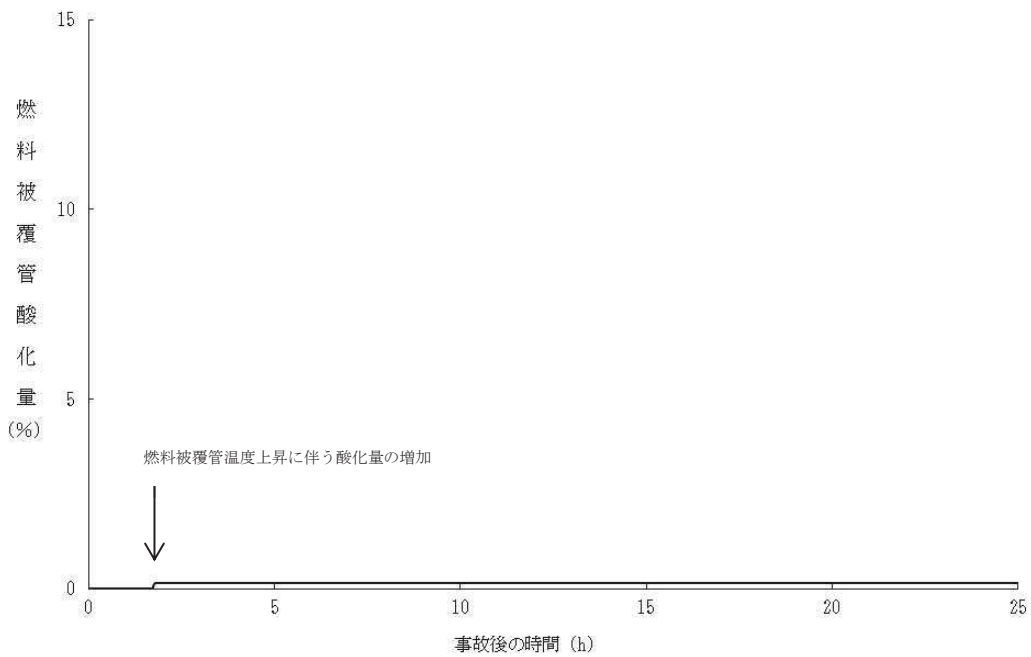


図4 事象発生 85 分後に原子炉急速減圧を実施したケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

7日間における水源，電源負荷評価結果について  
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗)

1. 水源に関する評価

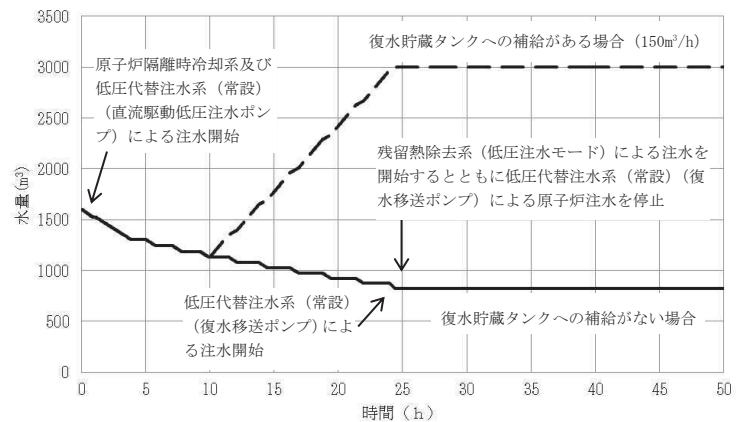
○水源

- ・復水貯蔵タンク水量  
 : 約 1,192m<sup>3</sup>

○水使用パターン

- ・原子炉隔離時冷却系， 低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ) 及び低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水

事象発生約 52 分後までは，復水貯蔵タンクを水源とする原子炉隔離時冷却系により注水し，その後，事象発生 24 時間後までは低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ) により，事象発生 25 時間後までは低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により注水する。



○時間評価 (右上図)

復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。事象発生 25 時間後に，サプレッションプール水を水源とした残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水を実施するため，低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を停止する。これにより，事象発生 25 時間後に復水貯蔵タンク水量の減少は停止する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，合計約 780m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンクで約 1,192m<sup>3</sup> の水を保有することから必要水量を確保可能である。残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水開始後は，サプレッションプール水を水源とした原子炉注水を行うことから，7日間の継続実施が可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

## 2. 電源に関する評価

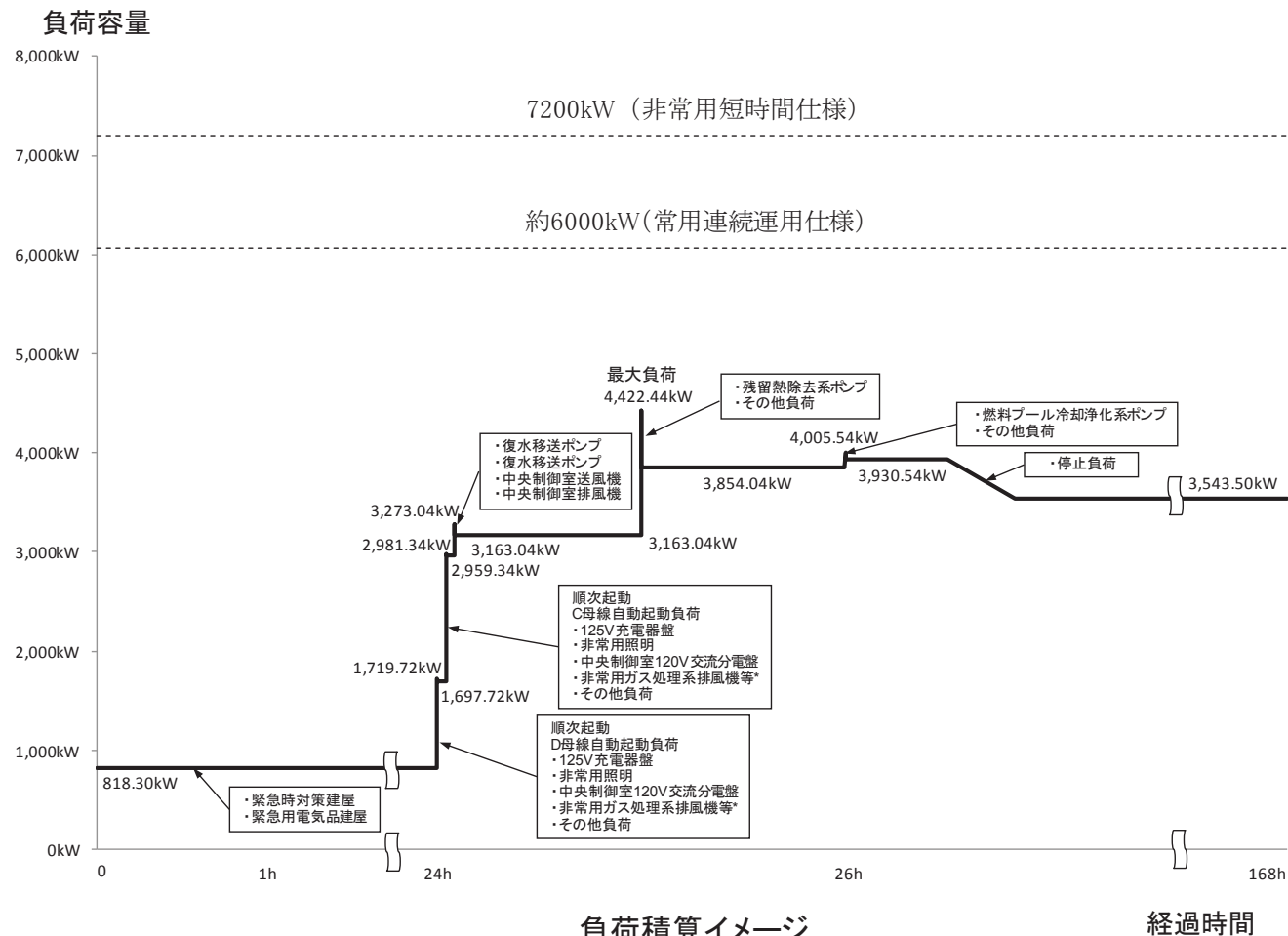
女川2号炉 常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再開失敗+HPCS失敗)

### 主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW) (停止負荷容量)
緊急時対策建屋	316.00
緊急用電気品建屋	502.30
D母線自動起動負荷	
・125V充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室120V交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等※	35.00
・その他負荷	506.92
・停止負荷	(104.02)
C母線自動起動負荷	
・125V充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室120V交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等※	35.00
・その他負荷	889.12
・停止負荷	(283.02)
復水移送ポンプ	45.00
復水移送ポンプ	45.00
中央制御室送風機	110.00
中央制御室排風機	3.70
残留熱除去系ポンプ*	511.60
その他負荷	179.40
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00
その他負荷	1.50
連続負荷	3543.50
最大負荷	4422.44

\*起動時負荷 1080.0kW

※ 非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む



負荷積算イメージ

経過時間

## 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

#### 2.4.1.1 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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、④「手動停止＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「中小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」及び⑧「大破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは、取水機能が喪失したことによって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、取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、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備が完了し、その後逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却

を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段を整備する。安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、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原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.4.1.1 図から第 2.4.1.3 図に、手順の概要を第 2.4.1.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.4.1.1 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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、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、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.4.1.5 図に示す。

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

#### a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失及び全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失し全交流動力電源喪失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、原子炉注水を開始されることにより、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ポンプ出口流量等である。

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. 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）

(復水移送ポンプ)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必要な電動弁操作(復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作)による系統構成及び復水移送ポンプ1台の起動を行う。また、原子炉への注水に必要な電動弁(残留熱除去系注入隔離弁等)が開動作可能であること確認する。

格納容器除熱機能が喪失しているため、サプレッションプールの熱容量制限値到達により、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、原子炉圧力等である。

d. 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉の急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)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、残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量)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3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

e. 残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)運転

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)運転を開始する。

残留熱除去系(サプレッション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、サプレッションプール水温度等である。

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)による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系(低圧注水モード)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、原子炉水位、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。

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

以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱



除去系により継続的に行う。

#### 2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。

なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

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、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第 2.4.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

###### 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) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

###### (c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。しかし、本評価では、事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。

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、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

原子炉水位低下に伴い、原子炉水位低（レベル2）信号により再循環ポンプが自動停止するものとする。

(c) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）信号により閉止するものとする。

(d) 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、90.8m<sup>3</sup>/h（7.86～1.04MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復した以降は、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）の範囲で維持する。

(e) 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、原子炉の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個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(f) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、120 m<sup>3</sup>/h（0.427MPa[dif]において）の流量で注水し、その後は炉心が冠水維持するように注水する。

(g) 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基あたり16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）とする。

(h) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サブプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切り替えにて実施する。

(i) 原子炉補機代替冷却水系

伝熱容量は16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃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) 交流動力電源は、事象発生から15分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始するものとする。
- (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水は、急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮し、事象発生8時間後から開始するものとする。
- (c) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の起動操作は、事象発生24時間後から開始するものとする。
- (d) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始するものとする。

(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）<sup>※1</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.4.1.6図から第2.4.1.11図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，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の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.1.12図から第2.4.1.17図に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第2.4.1.18図から第2.4.1.21図に示す。

※1 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，ECCS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，

シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して、水位は適切に維持される。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生から8時間経過した時点で、原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、中央制御室からの遠隔操作により、逃がし安全弁2個による手動操作にて実施する。

原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水が開始すると回復し、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。

高出力燃料集合体のボイド率は、原子炉隔離時冷却系の起動及び停止に伴い増減する。その後、逃がし安全弁による原子炉減圧により増加する。

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。

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため、事象発生から24時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。

#### b. 評価項目等

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、第2.4.1.12図に示すとおり、初期値（約309℃）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。

原子炉圧力は第2.4.1.6図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.38MPa[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压力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.68MPa[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、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容

器除熱を行うことによって、低下傾向となる。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 0.311MPa[gage]（事象発生から約 24 時間後）及び約 143℃（事象発生から約 24 時間後）に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

第 2.4.1.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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、24 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.4.1.1）

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。

#### 2.4.1.3 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。

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 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）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、原子炉補機代替冷却水系の起動操作とする。

##### (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、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃

料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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 2.4.1.2)

#### 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表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、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 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、

評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

## (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

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 2.4.1.2 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、解析条件の設定にあたっては、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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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いことから、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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早く

なるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管の温度上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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。

事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、炉心冷却が継続されるため、事象進展に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。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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



b. 操作条件

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

(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15分後に受電完了を設定している。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、常設代替交流電源設備からの受電操作の認知時間及び操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成、及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生8時間後に実施することとしていることから、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作は、解析上の操作開始時間として常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後を設定している。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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成に係る認知時間は時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生8時間後に実施することとしていることから、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急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の認知時間等は、サプレッションプール水温の変動により変動する可能性があるため、その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定より変動し得る可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、事象発生23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、原子炉補機代替冷却水系の

準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 13 時間を想定することで、合計 23 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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.4.1.2)

#### (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より早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生 8 時間後に実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作は、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早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生 8 時間後に実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、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想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.4.1.2)

#### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の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）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内（24 時間）に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作については、原子炉補機代替冷

却水系の運転開始までの時間は事象発生から 23 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器の限界圧力 0.854MPa[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 51 時間後であり、約 27 時間以上の時間余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.1.2)

#### (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。

### 2.4.1.4 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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.4.1.1 (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」で説明している中央制御室運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 30 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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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。

(添付資料 2.4.1.3)

##### a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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、合計約 770m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。

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、サブ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。

#### 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、本重要事故シーケンスで想定される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約298kLの軽油が必要となるが、ガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）の使用が可能であることから、7日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約42kLの軽油が必要となる。これら可搬型重大事故等対処設備については、2号炉の軽油タンク（約600kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。（合計使用量 約372kL）

#### c. 電源

常設代替交流電源設備により給電を行う重大事故等対策に必要な負荷として、約4,423kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

#### 2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することによ

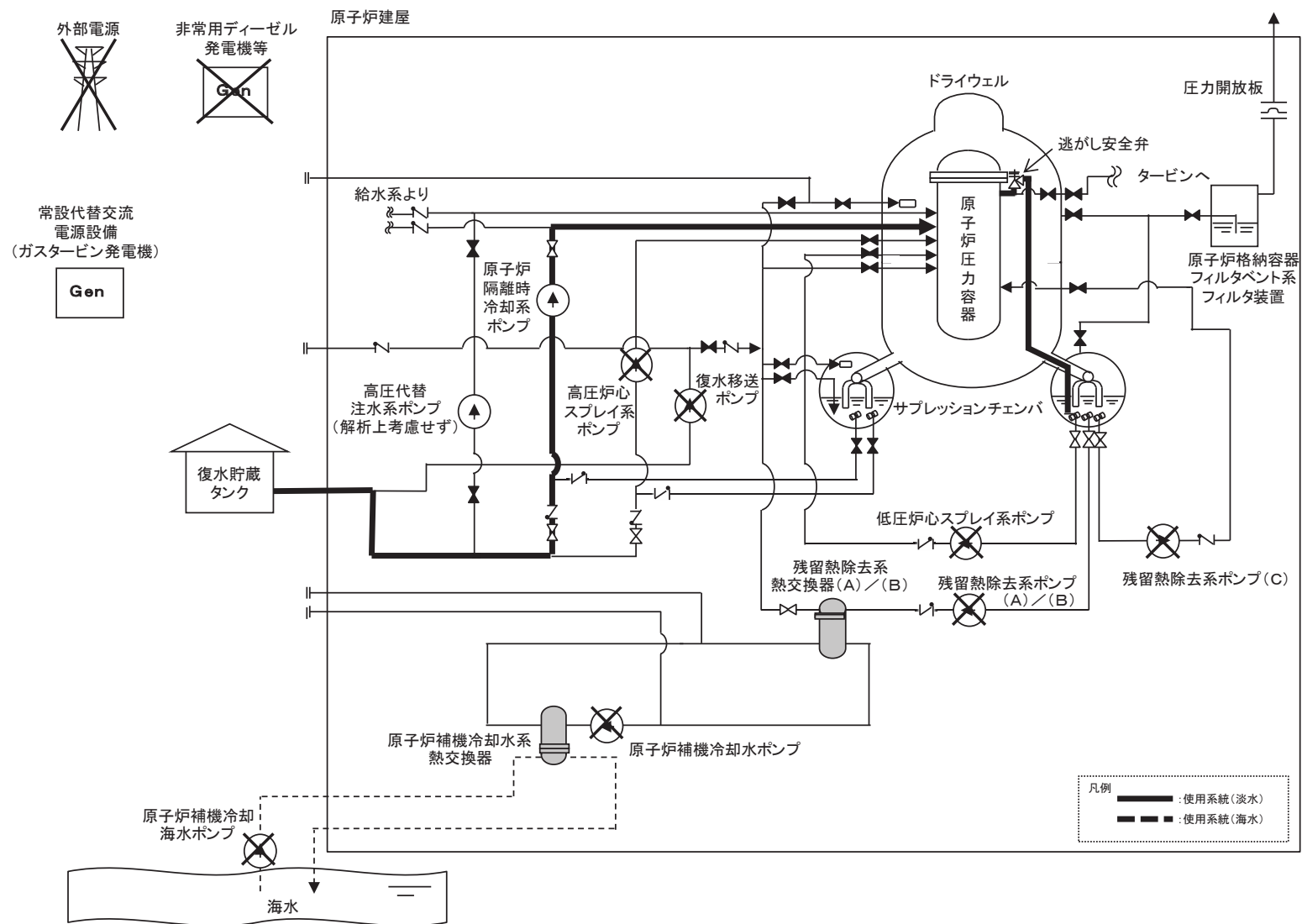
り、炉心損傷することはない。

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。

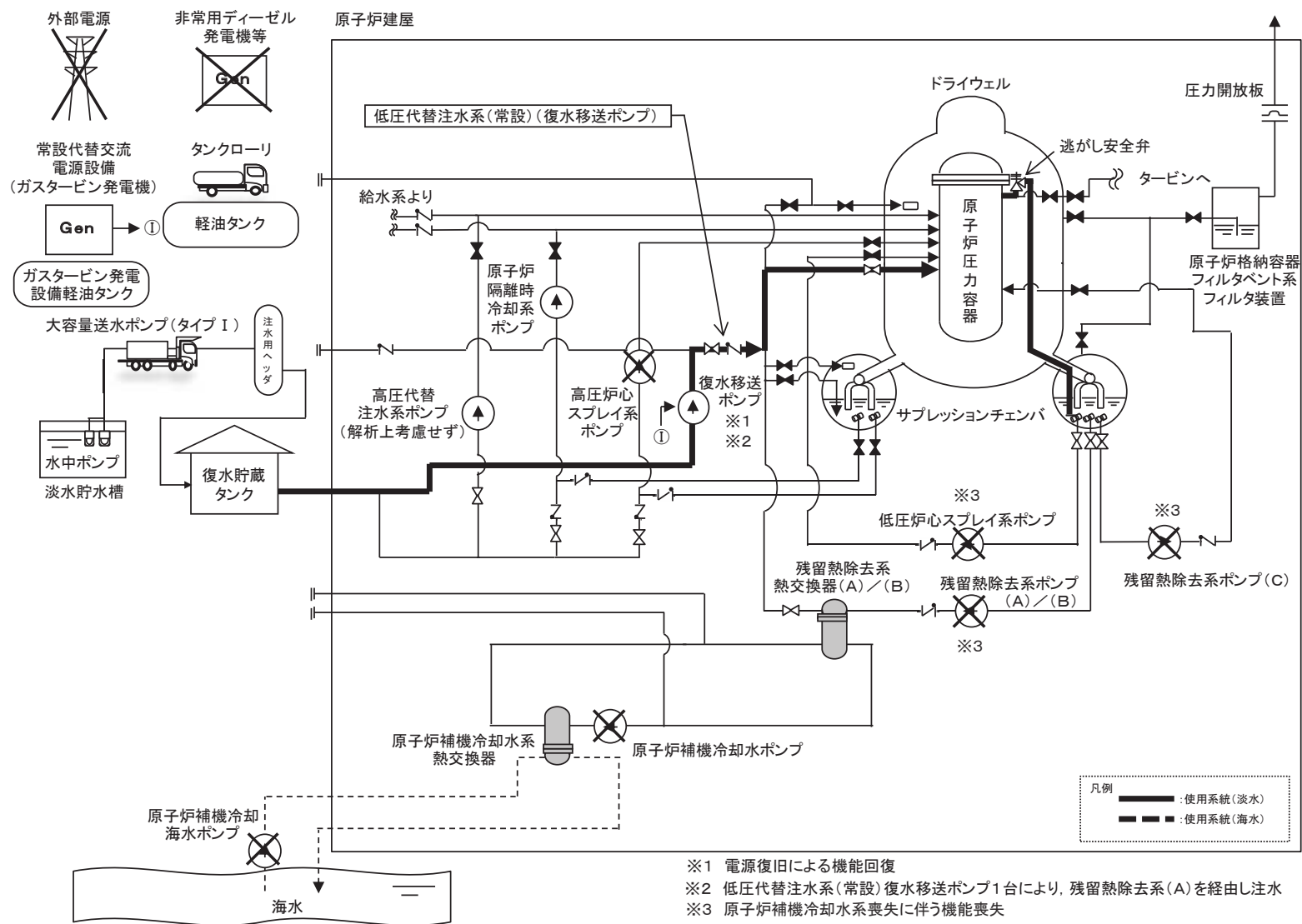
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応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。

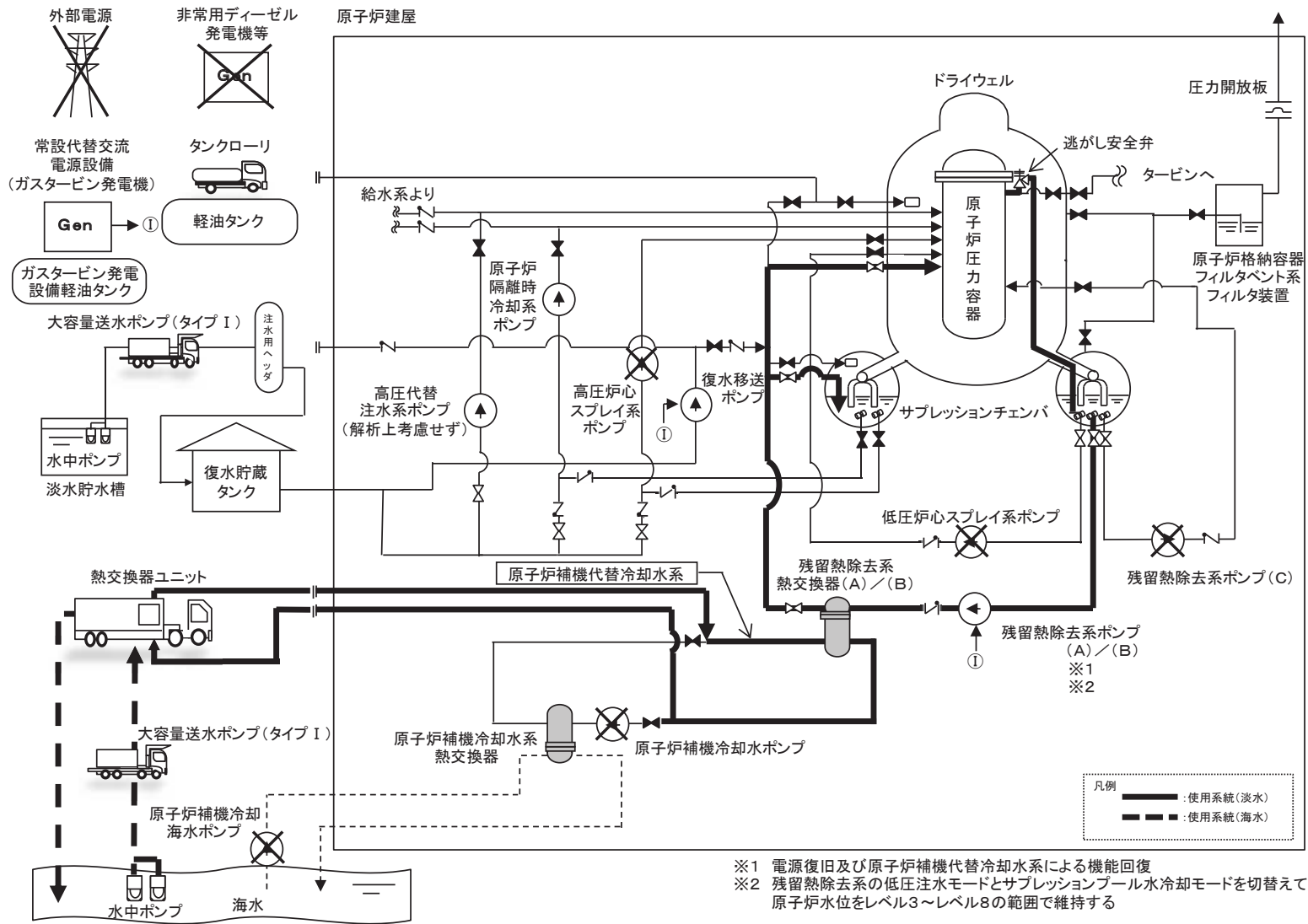
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。



第 2.4.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図(1/3)  
(原子炉注水)



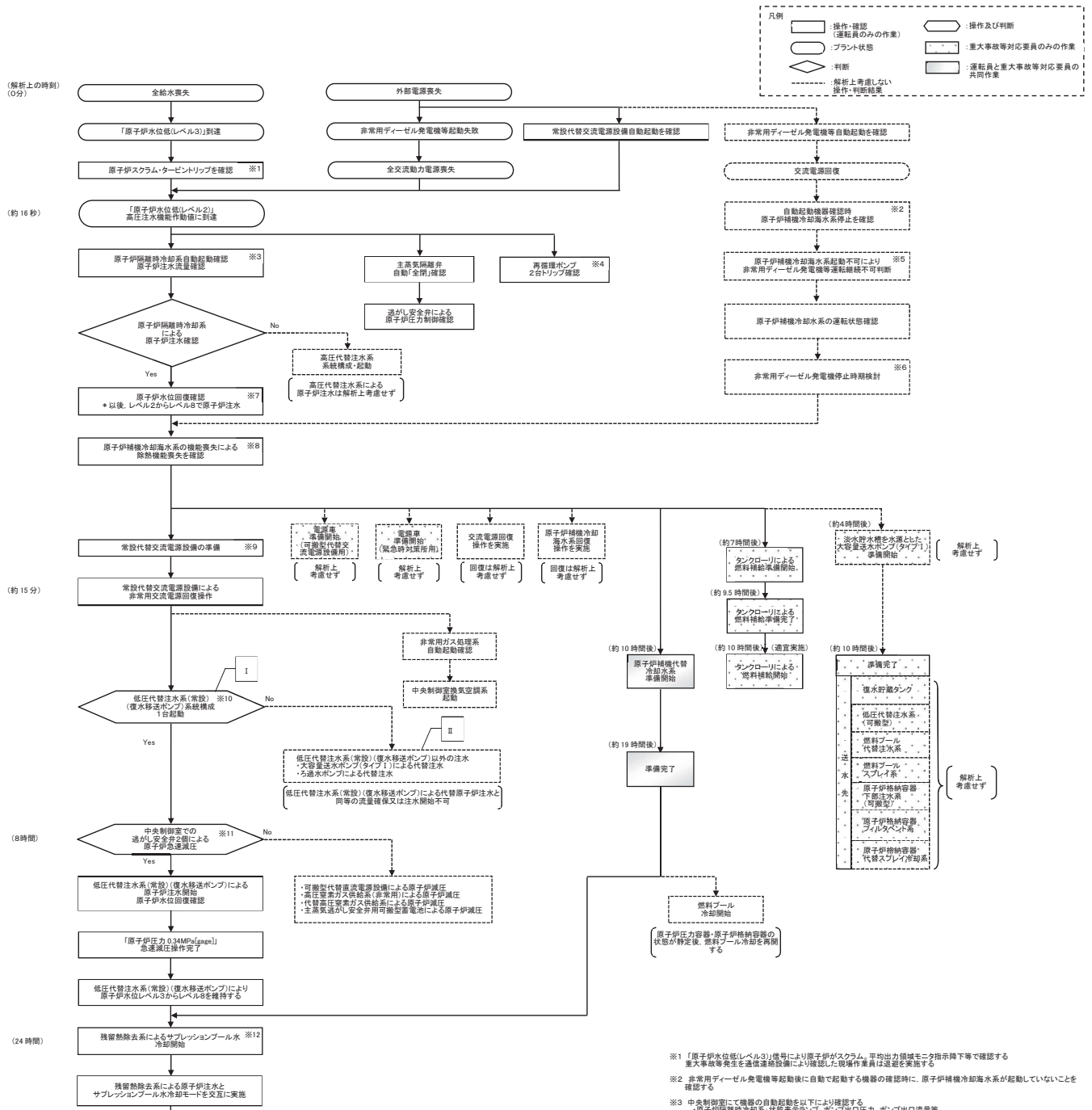
第 2.4.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図(3/3)  
(原子炉注水, 原子炉及び格納容器冷却)

2.4.1-19





残留熱除去系(低圧注水モード)により原子炉水位を維持し、残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)による格納容器冷却を継続する。また機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後、原子炉圧力容器は残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)により冷却停止状態とする

- ※1 「原子炉水位低(レベル3)」(復旧)により原子炉がスクラム。平均出力目標モニタ指示降下等で確認する。重大事故等発生を連係連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※2 非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に、原子炉補機冷却海水系が起動していないことを確認する。
- ※3 中央制御室にて機器の自動起動を以下により確認する。  
・原子炉隔離時冷却系：状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等
- ※4 外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上「原子炉水位低(レベル2)」によりトリップせず中央制御室にて状態表示ランプ、ポンプ出口流量等によりトリップを確認する。
- ※5 原子炉補機冷却海水系が起動できないため、非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため、長時間の運転継続が不可視と判断する。
- ※6 非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため、冷却状態を確認し停止する時期を検討する。
- ※7 運用上は原子炉水位をレベル3からレベル8で制御。解析上はレベル2からレベル8で制御
- ※8 中央制御室にて機器の機能喪失を以下により確認する。  
・原子炉補機冷却海水系：状態表示ランプ、ポンプ出口圧力等
- ※9 機能喪失した設備の復旧には不確定要素が大きいため、待機設備を優先して準備する。  
復旧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直しを含む。
- ※10 復水補給系(バイパス流防止のための緊急時隔離弁等)を「全閉」後、運用上は低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)2台を起動。  
解析上は低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)1台を起動
- ※11 運用上はサプレッションプール熱容量制限値到達で6割により実施。解析上は2割により実施。  
急減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する
- ※12 原子炉補機代替冷却系の準備完了後、サプレッションプール水冷却のための起動する。

【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】  
I 炉心損傷防止としての流量は確保できないが低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)を用いた残留熱除去系B系注入配管を使用し、原子炉注水を再開する。  
II 注水開始時間は遅くなるが、大容量送水ポンプ(タイプ1)による代替注水も実施可能である。低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)と同等の量は確保できないが、過水ポンプによる原子炉への注水が可能である

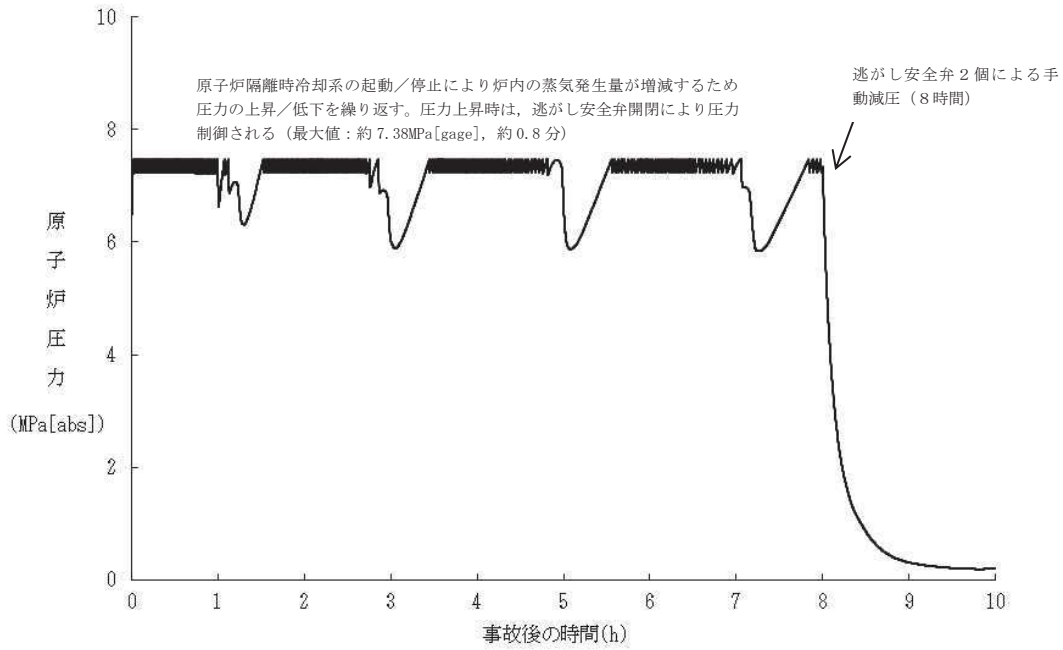
第 2.4.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の対応手順の概要

必要人員と作業項目				経過時間(分)																			経過時間(時間)							経過時間(日)							備考
作業項目	実施箇所・必要人数			作業の内容	10m	20m	30m	40m	50m	1h	3h	5h	7h	9h	11h	13h	15h	17h	19h	22h	24h	25h	26h	27h	2d	3d	4d	5d	6d	7d							
	作業項目	責任者	発電部長		1人	運転操作指揮 発電所対本部連絡	▽事故発生																														
指揮者		発電部長	1人	▽原子炉スクラム																																	
連絡連絡者		発電所対本部要員	6人	▽約16秒 原子炉水位低(レベル2) 警報																																	
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)	重大事故等対応要員	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																	
状況判断	3人 A,B,C	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
	1人 [C]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
原子炉注水操作	1人 [C]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
高圧代替注水系起動操作 (解析上考慮せず)	1人 [A]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
常設代替交流電源設備 緊急準備・水電操作	2人 [A,B]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
アクセスルート確保	-	-	6人 [J,K,N~Q]	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
緊急時対策所(解析上考慮せず)	-	-	3人 [N~P]	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
電源確保(解析上考慮せず)	-	-	3人 [O~Q]	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
原子炉補機冷却海水系回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)準備操作	1人 [B]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
復ばね調整操作 (解析上考慮せず)	1人 [A]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
燃料プール冷却再開 (解析上考慮せず)	1人 [B]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
常設代替交流電源設備 負荷制御操作	1人 [B]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)運転状態確認	1人 [B]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
原子炉急速減圧操作	1人 [A]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)注水操作	1人 [B]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
代替注水等確保 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
大容量送水ポンプ(タイプ1)による排水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
原子炉補機代替冷却水系準備操作	1人 [A]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
	2人 [B]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
原子炉補機代替冷却水系運転	1人 [C]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
残留熱除去系 起動操作	1人 [C]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
残留熱除去系 原子炉注水操作	1人 [C]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
残留熱除去系 サプレッションプール水冷却操作	1人 [C]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
常設代替交流電源設備 負荷制御操作	2人 [D,E]	-	-	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
燃料補給準備	-	-	2人 LM	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
燃料補給	-	-	2人 [LM]	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																
必要人員数 合計	5人 A~E	-	17人 A~Q	-	▽約10時間 遠がし安全弁による原子炉減圧																																

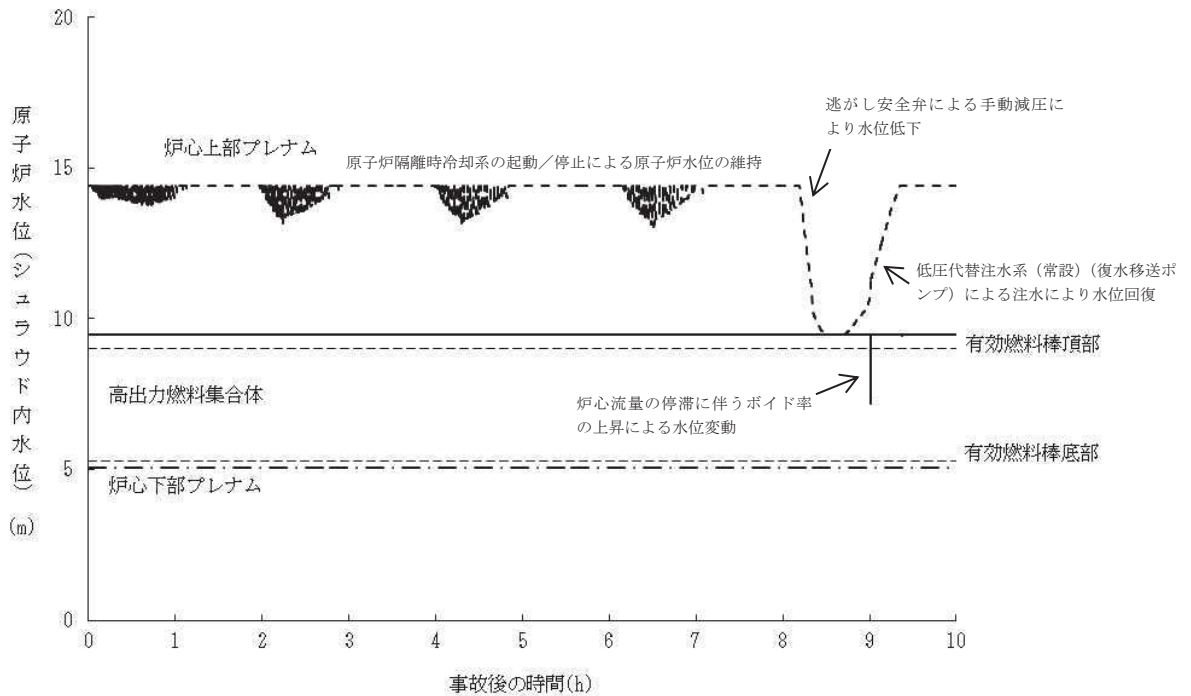
【 】は他作業後移動してきた要員

重大事故等対応要員	運転員	7
	重大事故等対応要員	17
	発電所対本部要員	6
合計		30
発電所常駐要員		30

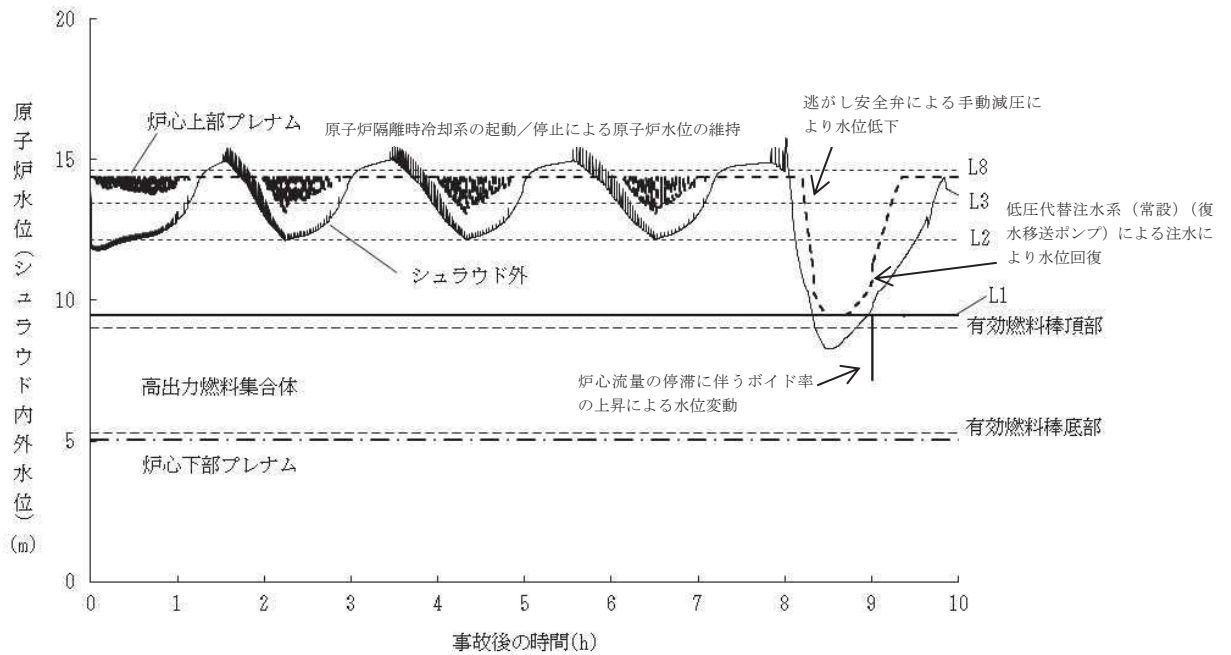
第 2.4.1.5 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の作業と所要時間



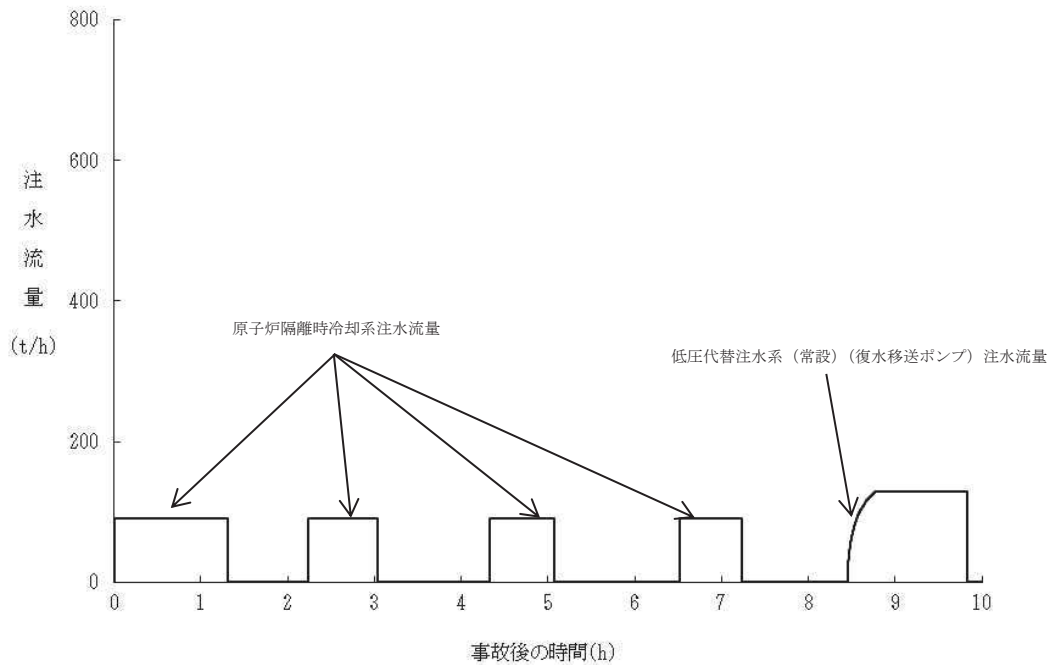
第 2.4.1.6 図 原子炉圧力の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



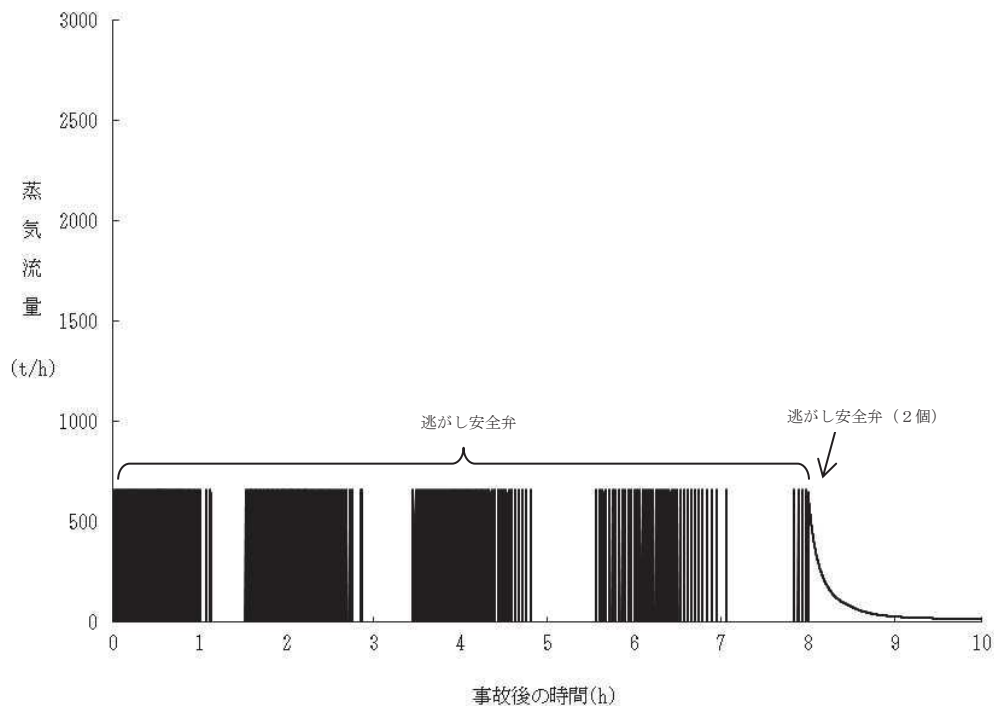
第 2.4.1.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



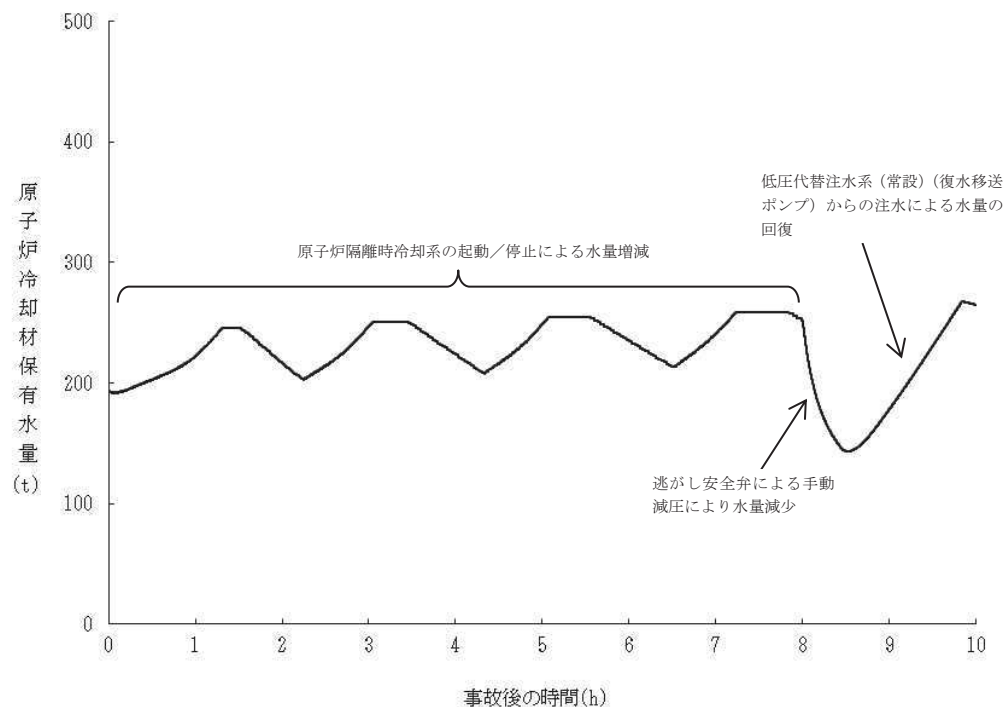
第 2.4.1.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移  
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））



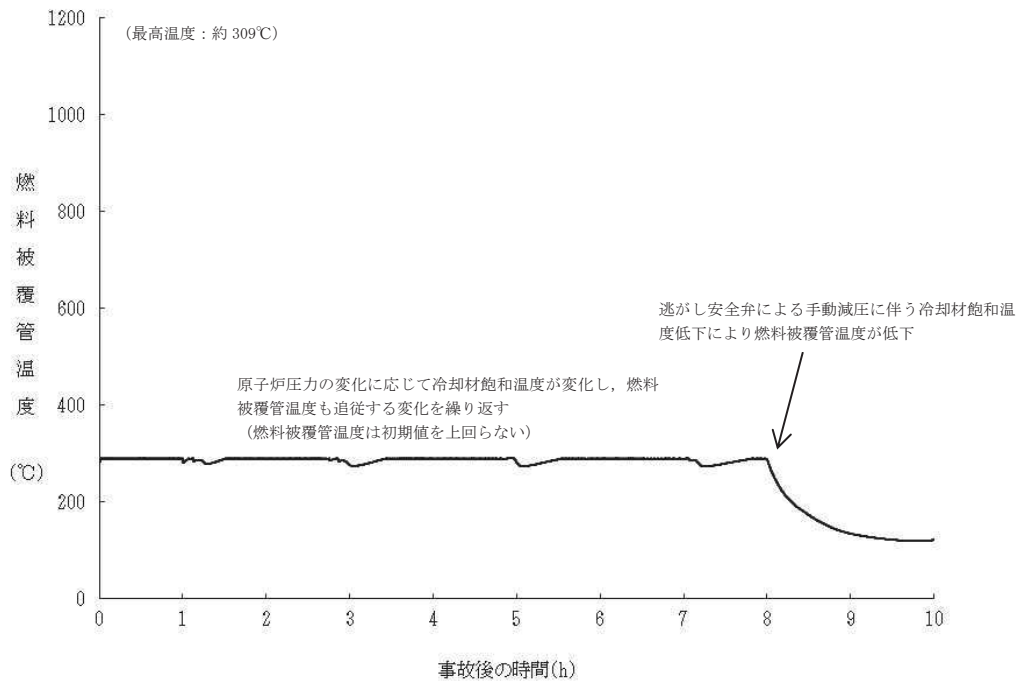
第 2.4.1.9 図 注水流量の推移  
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））



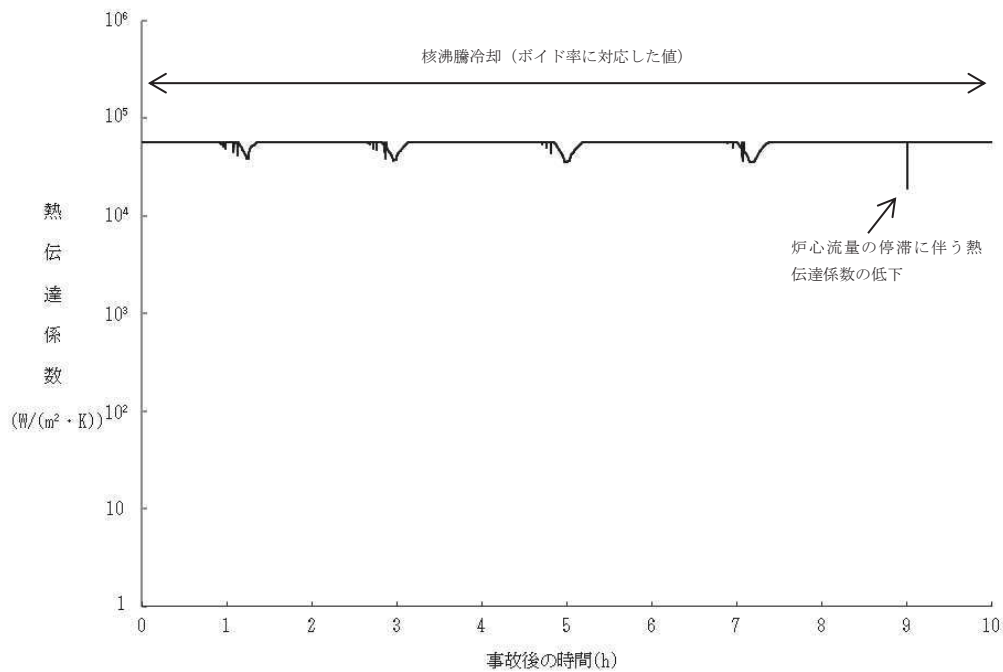
第 2.4.1.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



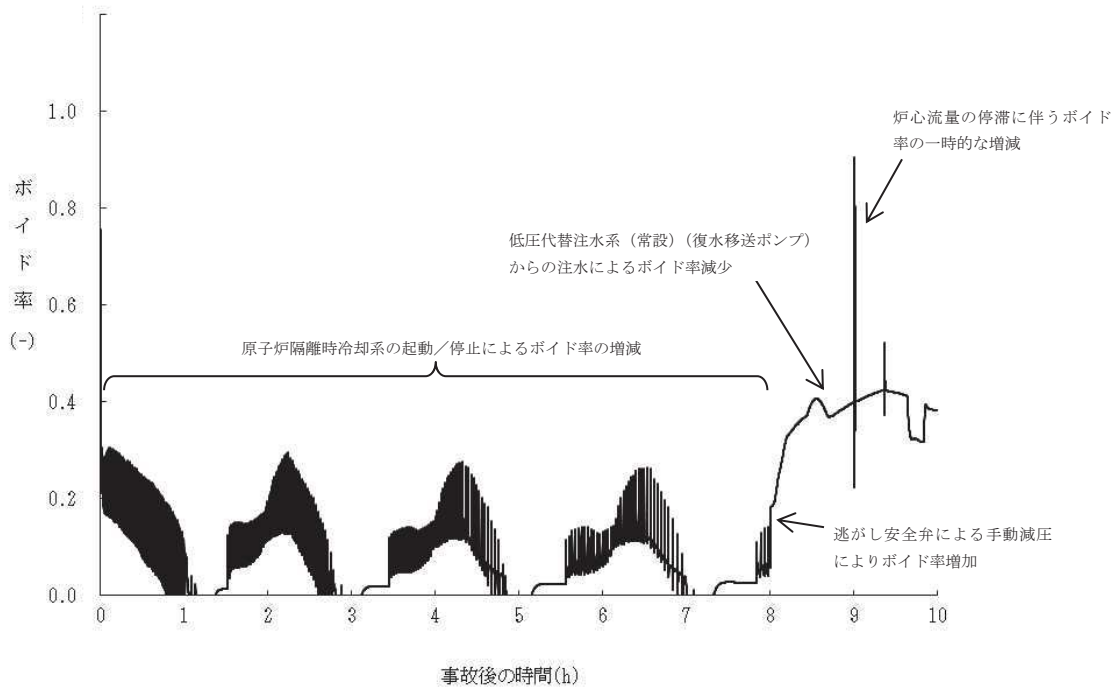
第 2.4.1.11 図 原子炉压力容器内保有水量の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



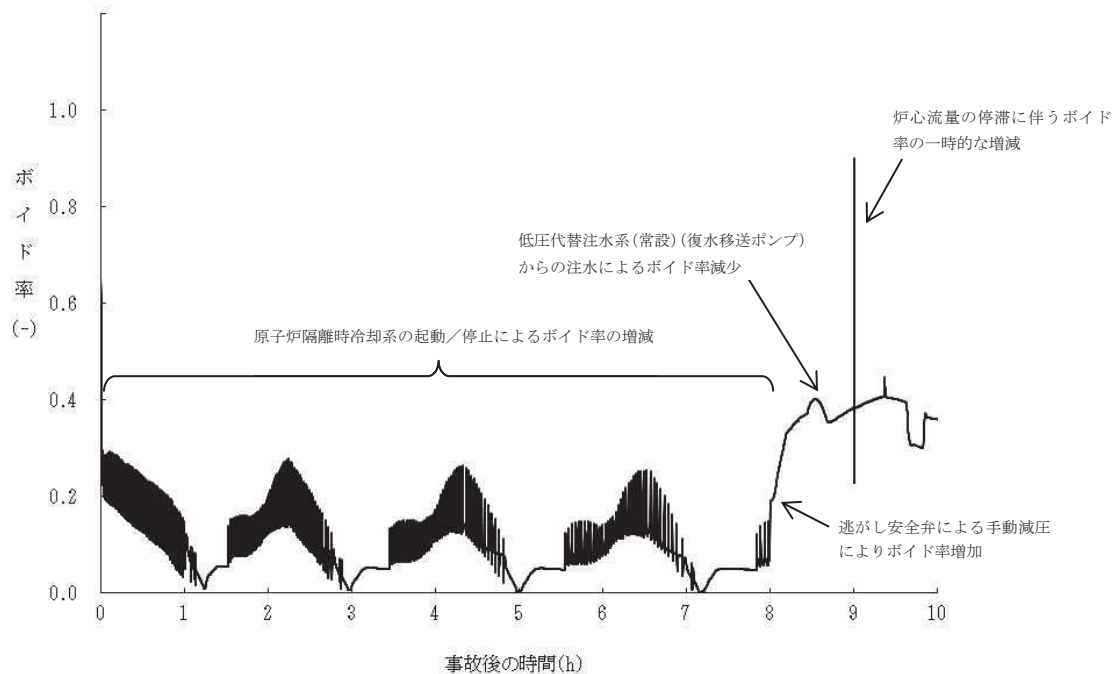
第 2.4.1.12 図 燃料被覆管温度の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



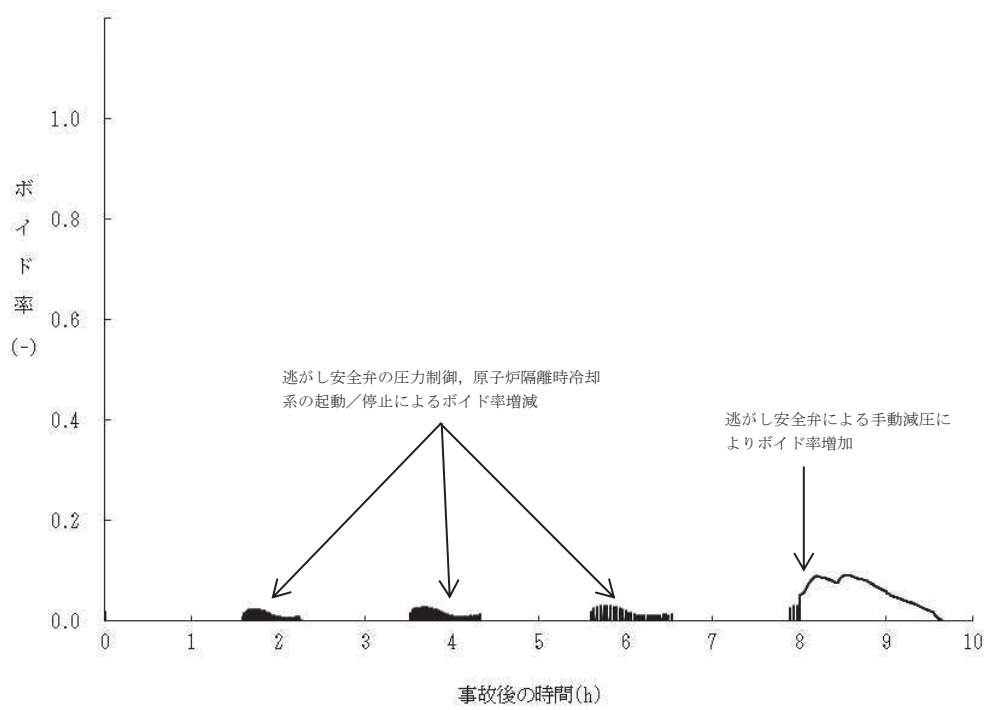
第 2.4.1.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



第 2. 4. 1. 14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

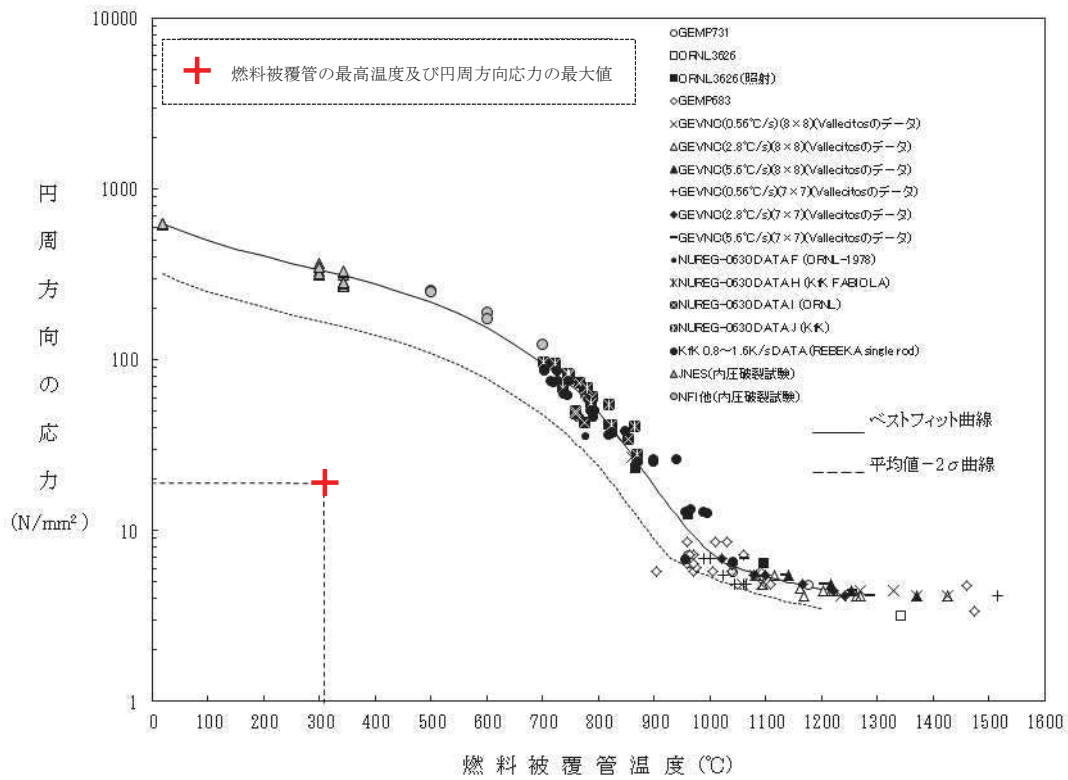


第 2. 4. 1. 15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

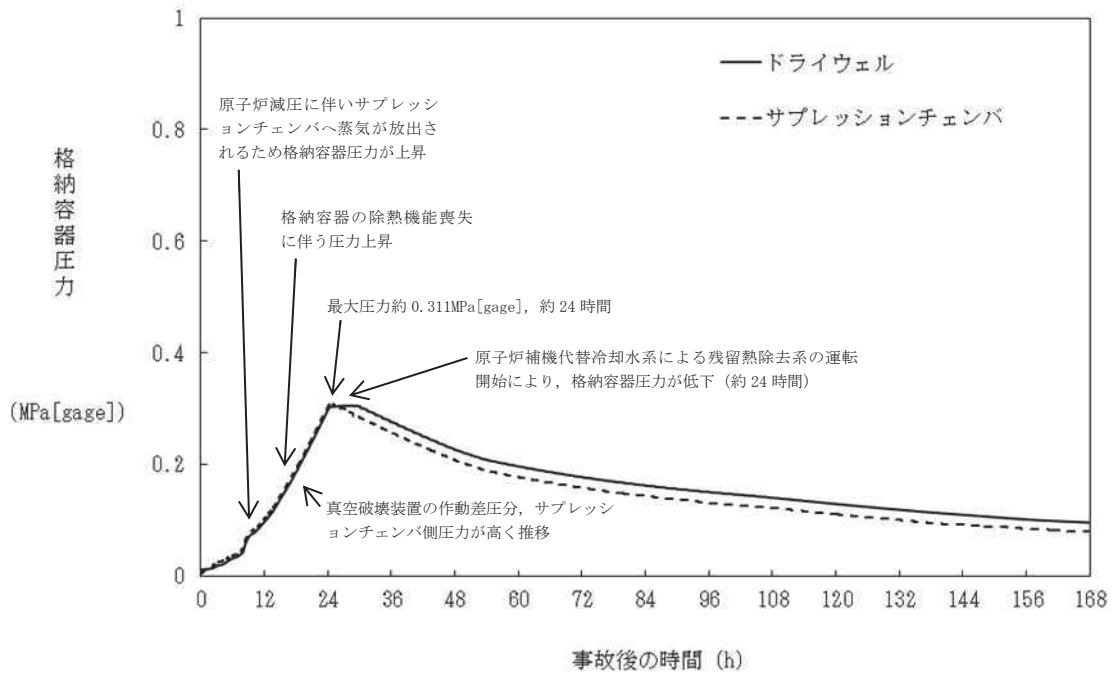


第 2.4.1.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

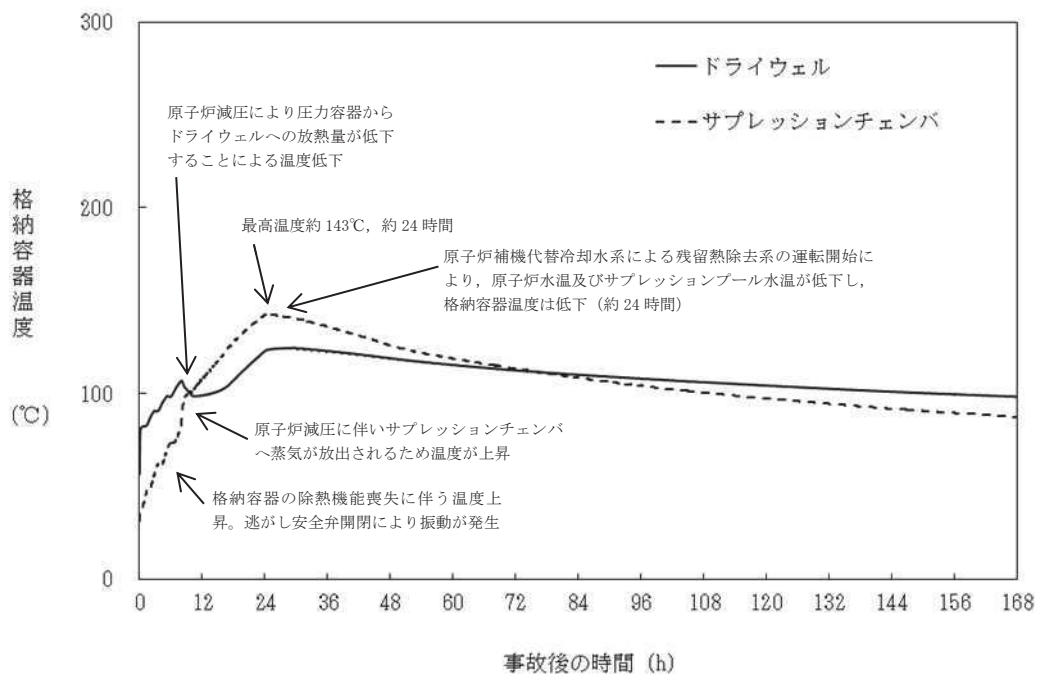




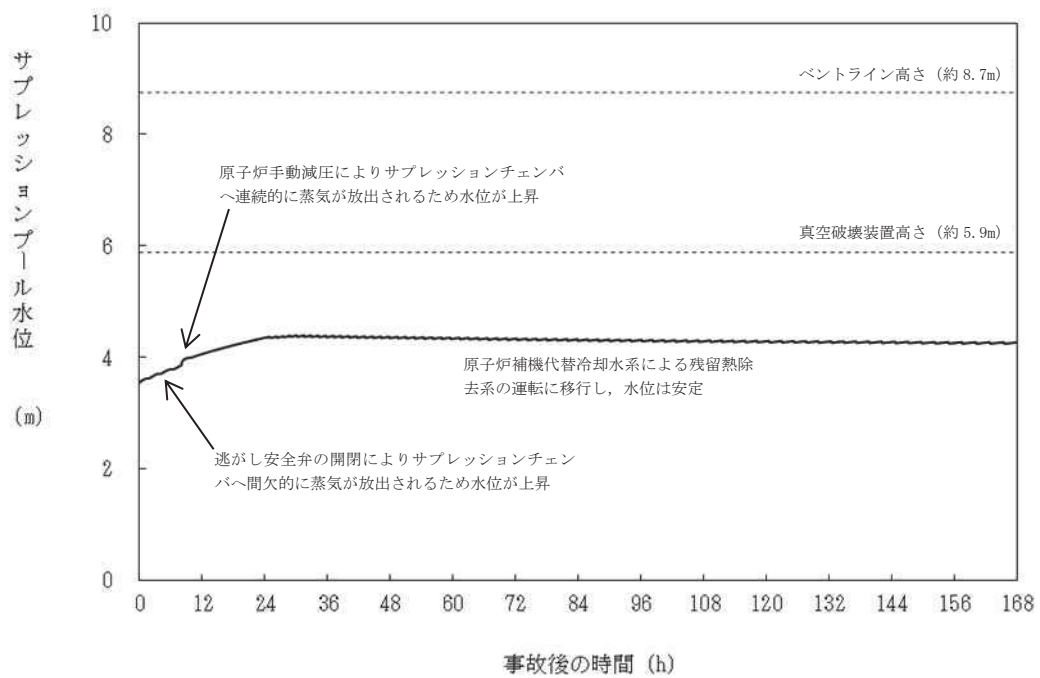
第 2.4.1.17 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



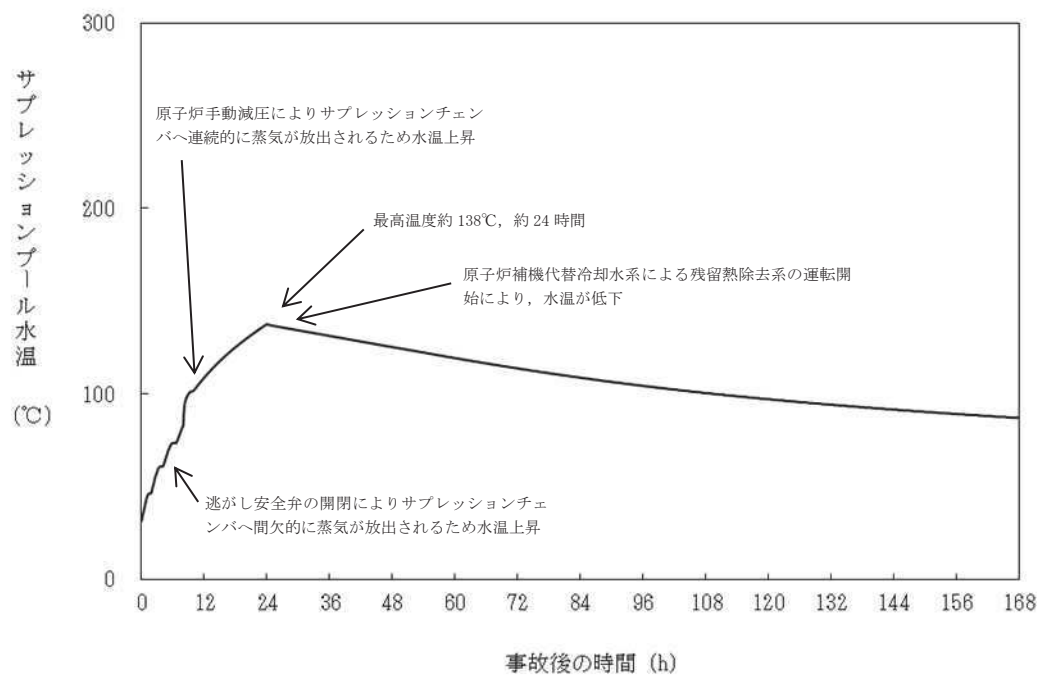
第 2.4.1.18 図 格納容器圧力の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



第 2.4.1.19 図 格納容器温度の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



第 2. 4. 1. 20 図 サプレッションプール水位の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



第 2. 4. 1. 21 図 サプレッションプール水温の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

第 2.4.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の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
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	・ 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失したことを確認する	所内常設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】 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 復水貯蔵タンク水位
高压代替注水系による原子炉注水	・ 高压注水機能喪失確認後、高压代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高压代替注水系 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位 高压代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
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、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）を1台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 逃がし安全弁 ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉圧力 復水移送ポンプ出口圧力
低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水	・ 原子炉急速減圧により、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備軽油タンク	—	原子炉水位 原子炉圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転	・ 原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、残留熱除去系によるサブプレッション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（サブプレッションプール水冷却モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッションプール水温度

【 】：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 2.4.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の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
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。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</li> </ul>	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク 【サブプレッションチェンバ】	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	原子炉水位 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位

【 】：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

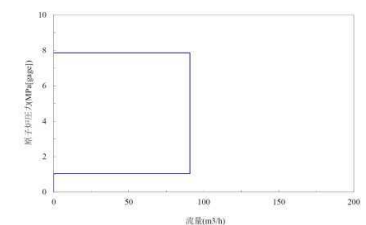
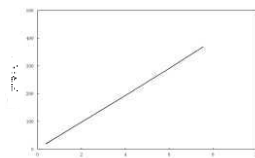
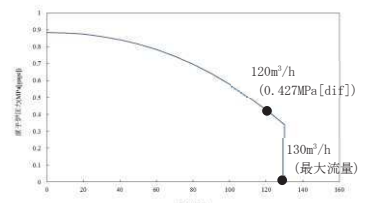
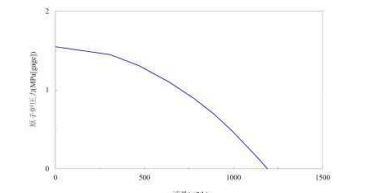
第 2.4.1.2 表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位(セパレータスカート 下端から+133cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A型)	—
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の上限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度 に対し、ばらつきとして 10%の保守性を 考慮し、条件を設定
	格納容器容積(ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積(サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m(通常運転水位)	通常運転時のサブプレッションプール水位 として設定
	格納容器温度(ドライウエル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温 の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエルーサブプレッショ ンチェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値として設定
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値) を踏まえて設定	

第 2.4.1.2 表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することから、外部電源なしの方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定

第 2.4.1.2 表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間 : 1.05 秒)	事象発生と同時にスクラムせず, 原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低 (レベル 2)	原子炉再循環系のインターロックとして設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位低 (レベル 2)	主蒸気隔離弁の設計値として設定
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 90.8m <sup>3</sup> /h (7.86~1.04MPa [gage] において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2 個, 356t/h/個 7.44MPa [gage] × 3 個, 360t/h/個 7.51MPa [gage] × 3 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 3 個, 367t/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 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h (ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa [dif] において) 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 1 台による注水特性〉 
残留熱除去系 (サブプレッションプール水冷却モード)	熱交換器 1 基当たり約 16.0MW (サブプレッションプール水温 154°C において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [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 〈ポンプ 1 台当たりの注水特性〉 
原子炉補機代替冷却水系	16.0MW (サブプレッションプール水温 154°C, 海水温度 26°C において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件



第 2.4.1.2 表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(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する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生 15 分後	全交流動力電源喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 5 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作	事象発生 8 時間後	原子炉急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転操作	事象発生 24 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル 3)に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御(レベル 3～レベル 8)が継続的に可能な条件として設定

## 安定状態について

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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。

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格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、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、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

逃がし安全弁を開維持することで、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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。

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 24 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による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℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。なお、残留熱除去系による格納容器除熱後は、1 系統の残留熱除去系により原子炉注水と格納容器除熱を交互に実施する。

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。

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

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（SAFER）（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、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、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309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（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。原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約24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、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309℃）を上回ることにはない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。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字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、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシ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。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309℃）を上回ることにはない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。

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 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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。	初期の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。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外水位）の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。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、解析コードは、シュラウド外水位を現実的に評価す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、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 309℃）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想定する必要はない。	解析コードは、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挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、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。破断口及び逃がし安全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、平衡均質流に到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、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 309℃）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。
	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く評価する。	「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 (MAAP)

【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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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、その差異は小さく、また、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ことから、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しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝導				
	サブプレッションプール水冷却	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（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）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	2,436MWt	2,435MWt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は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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は、燃料棒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、燃料棒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	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～104% (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いことから、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及ぼす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。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす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。
	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、熱力学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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、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は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、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）	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、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（3.55m）の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.01m分）の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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（3.55m）の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.01m分）の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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。
	格納容器温度（ドライウエル）	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度（ドライウエル）として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度（ドライウエル）は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は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度（ドライウエル）は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。
	格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇が遅くなる。残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなる可能性があり、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[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時間当たり約13kPa（約24時間で約306kPa[gage]）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時間当たり約13kPa（約24時間で約306kPa[gage]）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。
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (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。
外部水源の温度	40℃	約20℃～約40℃ (実測値)	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、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、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、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、原子炉注水による炉心回復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。	

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（2/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ 解析条件		最確条件	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
初期条件	外部水源の容量	約 1,192m <sup>3</sup>	約 1,192m <sup>3</sup> 以上		通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 （軽油タンク容量+ガスタービン発電設備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		通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備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与える影響はない。	—
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	—	—	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	—	—	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	—	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定	全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。 なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。 なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、炉心冷却が継続されるため、事象進展に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。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	—	事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定	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。
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル2）	原子炉水位低（レベル2）	—	原子炉再循環系のインターロックとして設定	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。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	原子炉水位低（レベル2）	—	主蒸気隔離弁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。
	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 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa [gage]において）	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa [gage]において）	—	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 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個	—	逃がし安全弁の逃がし弁機能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。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁2個を開ることによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開ること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	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	120m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、0.427MPa [dif]において）で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	145m <sup>3</sup> /h（ポンプ2台当たり、0.427MPa [dif]において）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。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションプール水温154℃において）	熱交換器1基当たり約16.0MW（サブプレッションプール水温154℃において）	—	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定	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。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m <sup>3</sup> /h（0.14MPa [dif]において）にて注水	1,136m <sup>3</sup> /h（0.14MPa [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	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）	16.0MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）	—	原子炉補機代替冷却水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 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（1/3）

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					
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 15 分後に受電完了	事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後から常設代替交流電源設備からの受電操作を開始し、操作時間として 5 分間を設定	<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等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、常設代替交流電源設備からの受電を開始する手順としている。全交流動力電源喪失の確認については、詳細に以下に示すとおり、外部電源及び非常用ディーゼル発電機等の機能喪失確認（再起動操作含む）に約 3 分を想定している。これに余裕を含めて 10 分間を全交流動力電源喪失の確認時間と想定している。全交流動力電源喪失の確認時間には十分な時間余裕を含んでいることから、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>【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おり、操作開始時間に与える影響はない。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備からの受電の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。受電準備及び受電操作に 5 分間を想定している。</p> <p>【受電準備及び受電操作：5 分間】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替交流電源設備の受電準備として、負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に 3 分間を想定</li> <li>常設代替交流電源設備からの受電操作として、受電に必要な遮断器操作の所要時間として 2 分間を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後、運転員は原子炉の停止確認後、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認し、非常用高圧母線の電源回復を優先して実施するため、他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</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>常設代替交流電源設備からの受電操作の認知時間及び操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成、及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生 8 時間後に実施することとしていることから、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は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>実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生 8 時間後に実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内（24 時間）に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、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（模擬操作含む）を取得。解析上においては、起因事象の給水流量の全喪失から常設代替交流電源設備の受電操作まで 15 分を想定しているところ、訓練実績では約 12 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>
低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作	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	<p>【認知】 中央制御室制御盤にて機器ランプ表示、機器故障警報等にて取水機能喪失を確認する。これにより ECCS が使用不能となり、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系のみによる原子炉注水となることから、常設代替交流電源設備からの電源供給後、原子炉低圧状態への移行に備え低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作を行う手順としている。常設代替交流電源設備からの受電は解析上の想定よりも早まる可能性があることから、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作の操作開始時間についても早まる可能性がある。</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い。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作であり、時間余裕を含めて操作所要時間 5 分を想定している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備：5 分間（余裕含む）】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作、緊急時隔離弁等の開操作及び操作した弁の動作確認に 2 分間を想定</li> <li>復水移送ポンプの起動に 1 分間を想定</li> <li>残留熱除去系弁の開操作に 1 分間を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作時に、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い。</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>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成に係る認知時間は時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生 8 時間後に実施することとしていることから、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は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>実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、概ね事象発生 8 時間後に実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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内（24 時間）に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、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（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備による電源供給を確認してから低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備完了まで 5 分を想定しているところ、訓練実績では約 4 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(2/3)

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					
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生8時間後	急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上8時間後としているが、実際にはサブプレッションプール水温を確認し原子炉減圧の必要性を判断するため、操作開始時間は変動し得る。サブプレッションプール水温については運転員が十分に認知できる時間がある。</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い。</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い。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、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>原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位を通常運転水位付近とした後に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得る。</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>	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の認知時間等は、サブプレッションプール水温の変動により変動する可能性があるため、その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定より変動し得る可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。	原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)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内(24時間)に実施することで炉心損傷を回避することが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、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、条件成立を前提として、約1分で逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を行うことを確認した。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。
操作条件	原子炉補機代替冷却水系の準備	大容量送水ポンプ(タイプI)の準備完了後の原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>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等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する手順としており、大容量送水ポンプ(タイプI)の準備完了後に引き続き実施する作業であることから、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>【要員配置】</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、中央制御室にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員、現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成等を行う運転員(現場)及び原子炉補機代替冷却水系の移動、敷設を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。中央制御室及び現場の運転員は原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等を行なっている期間、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い。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室における原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成は、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い。また、現場で行う原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等については、中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の手動弁まで通常9分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14分間を操作所要時間に含めて想定していることから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、復水貯蔵タンクへの補給に用いる大容量送水ポンプ(タイプI)の準備完了(事象発生10時間)後に開始する。重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分間を操作所要時間に含めて想定していることから、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>原子炉補機代替冷却水系の準備の作業内容及び操作所要時間等は以下のとおりである。これらの作業は並行して行う作業を含んでいることから、移動時間20分を含んだ合計9時間の想定であり、これに余裕を含めて13時間(事象発生後23時間)を操作所要時間として想定している。よって、原子炉補機代替冷却水系の準備には十分な余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。なお、原子炉補機代替冷却水系に用いる熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI)は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。</p> <p>[原子炉補機冷却水系の系統構成(運転員):10分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機冷却水系弁の開操作に10分間を想定</li> </ul> <p>[原子炉補機冷却水系の系統構成(運転員(現場)):1.3時間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機冷却水系弁の開操作に1.3時間を想定(中央制御室から弁設置場所への移動時間14分含む)</li> </ul> <p>[原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI))の準備(重大事故等対応要員):9時間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI)の設置、ホース敷設、水張り等(移動時間20分含む)に9時間を想定</li> </ul> <p>[原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機冷却水系空気抜き操作(運転員(現場)):50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系を接続した原子炉補機冷却水系の空気抜き操作に50分間を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>運転員による系統構成(中央制御室及び現場操作)及び重大事故等対応要員による準備作業は、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、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室操作は、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。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上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>	原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に13時間を想定することで、合計23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ことから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から23時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間14.0.854MPa[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51時間後であり、約27時間以上の時間余裕があることから、時間余裕がある。	運転員の中央制御室からの遠隔操作による原子炉補機冷却水系の系統構成は、所要時間10分想定のところ、訓練実績等により約7分で実施可能であることを確認した。原子炉補機代替冷却水系の移動、ホース敷設、大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間14.0.854MPa[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51時間後であり、約27時間以上の時間余裕があることから、所要時間50分間想定であることを訓練実績等により確認した。想定で意図している作業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（3/3）

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（原子炉補機代替冷却水系）	事象発生から24時間以降、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性や継続に必要な作業。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24時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では、原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット（1台）及び大容量送水ポンプ（タイプ1）（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、原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ1）への給油準備（現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで）は、所要時間140分のところ訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。また、各機器への給油作業は、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。原子炉補機代替冷却水系への給油作業は、熱交換器ユニットが許容時間90分のところ、訓練実績等では約40分、大容量送水ポンプ（タイプ1）が、許容時間300分のところ、訓練実績等では約40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。
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生24時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電後として設定	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッション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24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、サブプレッションプール水冷却モードのための系統構成に約6分。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル3～レベル8）が継続的に可能な条件として設定	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は、事象発生から24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であることを確認した。

7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について  
 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

1. 水源に関する評価

○水源

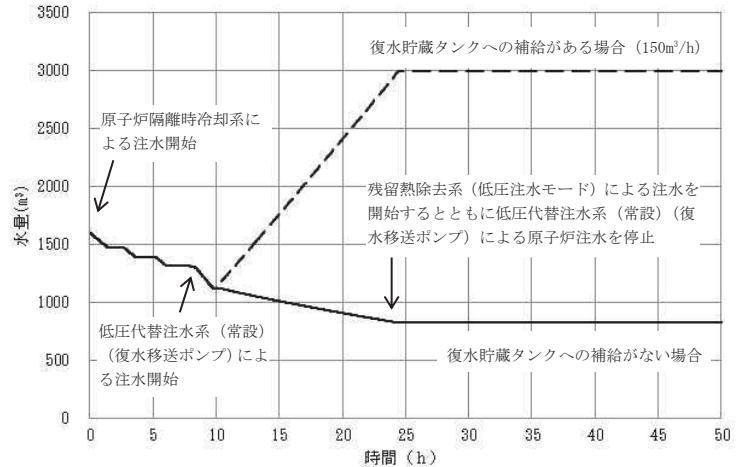
- ・復水貯蔵タンク水量  
 : 約 1,192m<sup>3</sup>

○水使用パターン

- ・原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水

事象発生後 8 時間は，復水貯蔵タンクを水源とする原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施する。炉心冠水後は原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で注水する。

その後，復水貯蔵タンクを水源とする低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) により注水する。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。



○時間評価 (右上図)

復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。事象発生 24 時間後に，サブプレッションプール水を水源とした残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水を実施するため，低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を停止する。これにより，事象発生 24 時間後に復水貯蔵タンク水量の減少は停止する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，合計約 770m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンクで約 1,192m<sup>3</sup> の水を保有することから必要水量を確保可能である。残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水開始後は，サブプレッションプール水を水源とした原子炉注水を行うことから，7日間の継続実施が可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は2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。

### 2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	常設代替交流電源設備 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 事象発生～事象発生1時間後(1h) $880\text{L/h} \times 2\text{台} \times 1\text{h} = \text{約} 2\text{kL}$ 事象発生1時間後～事象発生24時間後(23h) $840\text{L/h} \times 2\text{台} \times 23\text{h} = \text{約} 39\text{kL}$ 事象発生24時間後～事象発生27時間後(3h) $950\text{L/h} \times 2\text{台} \times 3\text{h} = \text{約} 6\text{kL}$ 事象発生27時間後～事象発生7日間(141h) $890\text{L/h} \times 2\text{台} \times 141\text{h} = \text{約} 251\text{kL}$ 7日間合計 約 298kL
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
		原子炉補機代替冷却水系 (定格負荷時の燃料消費量) (1) 熱交換器ユニット 1台起動 $56\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 10\text{kL}$ (2) 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$ 7日間合計 約 42kL
合計		7日間の軽油消費量 約 372kL
判定		常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約 298kL)に対してガスタービン発電設備軽油タンク(約 300kL)の軽油が使用可能。大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系の運転継続に必要な軽油(約 74kL)に対して2号炉の軽油タンク(約 600kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能。

3. 電源に関する評価

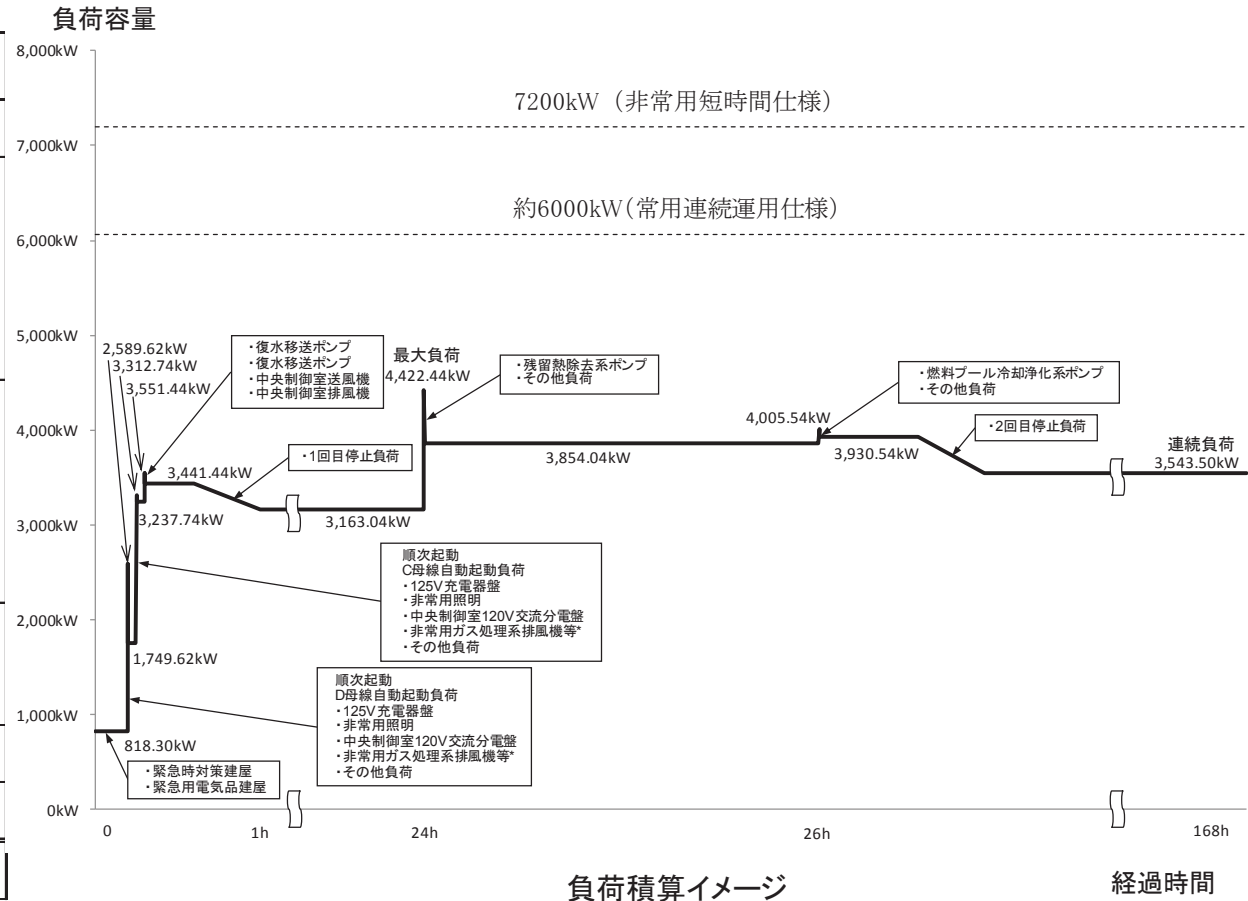
女川2号炉 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW) (停止負荷容量)
緊急時対策建屋	316.00
緊急用電気品建屋	502.30
D母線自動起動負荷	
・125V充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室120V交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等*	35.00
・その他負荷	558.82
・1回目停止負荷	(51.90)
・2回目停止負荷	(104.02)
C母線自動起動負荷	
・125V充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室120V交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等*	35.00
・その他負荷	1115.62
・1回目停止負荷	(226.50)
・2回目停止負荷	(283.02)
復水移送ポンプ*	45.00
復水移送ポンプ*	45.00
中央制御室送風機	110.00
中央制御室排風機	3.70
残留熱除去系ポンプ*	511.60
その他負荷	179.40
燃料プール冷却浄化系ポンプ*	75.00
その他負荷	1.50
連続負荷	3543.50
最大負荷	4422.44

\*起動時負荷 1080.0kW

※ 非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む



添付 2.4.1.3-3

291

## 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

### 2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、④「手動停止＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「中小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」及び⑧「大破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能が喪失する場合には、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、残留熱除去系が故障したことによって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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱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、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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る。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系を用いた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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」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スプレイ系を用いた原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、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原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却手段、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.4.2.1 図から第 2.4.2.3 図に、手順の概要を第 2.4.2.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.4.2.1 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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、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、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.4.2.5 図に示す。

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

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、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及び高圧炉心スプレイ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及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、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及び高圧炉心スプレイ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ポンプ出口流量等である。

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. 残留熱除去系機能喪失確認

逃がし安全弁の作動により、サブプレッションプール水温が上昇するため、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッションプール水の冷却は失敗する。

残留熱除去系機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

d. 高圧炉心スプレイ系水源自動切替確認

「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクよりサブプレッションプール側へ自動で切り替わることを確認する。

高圧炉心スプレイ系水源自動切替を確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室水位等である。

e. 高圧炉心スプレイ系水源切替操作

サプレッションプール水温 80℃到達を確認後、中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の水源をサプレッションプール側から復水貯蔵タンク側へ切り替える。

高圧炉心スプレイ系水源切替操作を確認するために必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

格納容器除熱機能が喪失しているため、サプレッションプール熱容量制限値到達により、高圧炉心スプレイ系による注水状況を確認後に、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を全開し、急速減圧を実施する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

g. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.384MPa[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、大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施する。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却時に、格納容器圧力が 0.284MPa[gage]まで降下した場合、又は外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が通常運転水位+約 2 m）に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器冷却を停止する。

h. 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱の準備として、格納容器圧力 0.384MPa[gage] (0.9Pd) 到達により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操作する。

外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が通常運転水位+約 2 m）に到達し原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却を停止後、格納容器圧力が 0.427MPa[gage] (1 Pd) に到達した場合、格納容器一次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで、サプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を確認するために必要



な計装設備は、ドライウェル圧力等である。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタである。

サブプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室水位である。

以降、炉心の冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、格納容器の除熱は、原子炉格納容器フィルタベント系等により継続的に行う。

#### 2.4.2.2 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、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」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第 2.4.2.2 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

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) 安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。また、全交流動力電源喪失時において崩壊熱除去機能喪失するシーケンス（TBWシーケンス）を模擬するため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（C）（低圧注水モード）については解析上期待しない。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

原子炉水位低下に伴い、原子炉水位低（レベル2）信号により再循環ポンプが自動停止するものとする。

(c) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）信号により閉止するものとする。

(d) 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）により自動起動し、 $90.8\text{m}^3/\text{h}$ （ $7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で注水するものとする。なお、自動起動後の注水により原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した以降においては、原子炉隔離時冷却系による注水には期待しない。

(e) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系が原子炉水位低（レベル2）により自動起動し、 $318 \sim 1,050\text{m}^3/\text{h}$ （ $7.79 \sim 1.38\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復した以降は、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）の範囲で維持する。

(f) 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、原子炉の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個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(g) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系

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、88 m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイする。

(h) 原子炉格納容器フィルタベント系

原子炉格納容器フィルタベント系により、流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、格納容器隔離弁を全開操作<sup>※1</sup>にて格納容器の除熱を実施する。

※1 耐圧強化ベント系を用いた場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合の条件に包絡される。

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は、急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮し、事象発生8時間後から開始するものとする。
- (b) 高压炉心スプレイ系の水源切り替え操作は、サブプレッションチェンバのプール水温度が100℃到達時に開始するものとする。
- (c) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作は、格納容器圧力0.384MPa[gage]到達時に開始し、0.284MPa[gage]まで降下後に停止するものとする。また、外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m（通常運転水位+約2m））に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。
- (d) 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作は、格納容器圧力0.427MPa[gage]到達時に開始するものとする。

(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）<sup>※2</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.4.2.6図から第2.4.2.11図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、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の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方

向の応力の関係を第 2.4.2.12 図から第 2.4.2.17 図に、格納容器圧力、格納容器スプレイ流量、格納容器温度、サプレッションプール水位、サプレッションプール水温及びドライウェル水位の推移を第 2.4.2.18 図から第 2.4.2.23 図に示す。

※2 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 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。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が起動して、水位は適切に維持される。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル 2）でトリップする。主蒸気隔離弁については、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

高出力燃料集合体のボイド率は、高圧炉心スプレイ系の起動及び停止に伴い増減する。

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。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系による除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 44 時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサプレッションプール水位は、約 5.7m であり、真空破壊装置（約 5.9m）及びベントライン（約 8.7m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

#### b. 評価項目等

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、第 2.4.2.12 図に示すとおり、初期値（約 309℃）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。

原子炉圧力は第 2.4.2.6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.38MPa[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 7.68MPa[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格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系による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 0.427MPa[gage]（事象発生から約 44 時間後）及び約 154℃（事象発生から約 44 時間後）に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

第 2.4.2.7 図に示すとおり、高圧炉心スプレイ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 44 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.4.2.1）

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から原子炉格納容器フィルタベント系等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5 mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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。

#### 2.4.2.3 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。

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）で、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短期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、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作、原子炉格納容器フィルタベント系等による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表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われることから、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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系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、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系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 2.4.2.2)

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表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.2.2）

## (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

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 2.4.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定にあたっては、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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、

それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、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。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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いことから、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、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.4.2.2）

#### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、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、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、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。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事



象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなるが、高圧炉心スプレイ系により継続して注水が実施されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 2.4.2.2）

#### b. 操作条件

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

##### (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急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の認知時間等は、サブプレッションプール水温の変動により変動する可能性があるため、その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定より変動し得る可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力「0.384MPa[gage]」到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力「0.384MPa[gage]」）に到達するのは、事象発生約23時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、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。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力「0.427MPa[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 0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約 44 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 1.5 時間程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 1.5 時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.4.2.2)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内（24 時間）に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作については、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から 10 時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約 23 時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 44 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.427MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.854MPa[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 51 時間後であり、約 6 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.2.2)

### (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。

## 2.4.2.4 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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.4.2.1 (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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 30 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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」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。

(添付資料 2.4.2.3)

### a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、原子炉格納容器代替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、合計約 3,750m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m<sup>3</sup>及び淡水貯水槽に 10,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生約 10 時間以降に淡水貯水槽の水を、大容量送水ポンプ(タイプ I)により復水貯蔵タンクへ給水することで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした7日間の注水継続実施が可能である。

### b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を本重要事故シーケンスで想定される負荷で運転した場合、約 594kL の軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク(約 600kL)の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ(タイプ I)による復水貯蔵タンクへの給水及び格納容器代替スプレイ等については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプ I)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、仮に外部電源喪失を想定した場合は自動起動することから、保守的に事象発生後 24 時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約 26kL の軽油が必要となる。大容量送水ポンプ(タイプ I)及び常設代替交流電源設備については、ガスタービン発電設備軽油タンク(約 300kL)の使用が可能であることから、7日間(常設代替交流電源設備については 24 時間)の運転継続が可能である。(合計使用量 約 652kL)

### c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能であ

る。

#### 2.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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スプレイ系を用いた原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却手段及び原子炉格納容器フィルタベント系等による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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」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高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

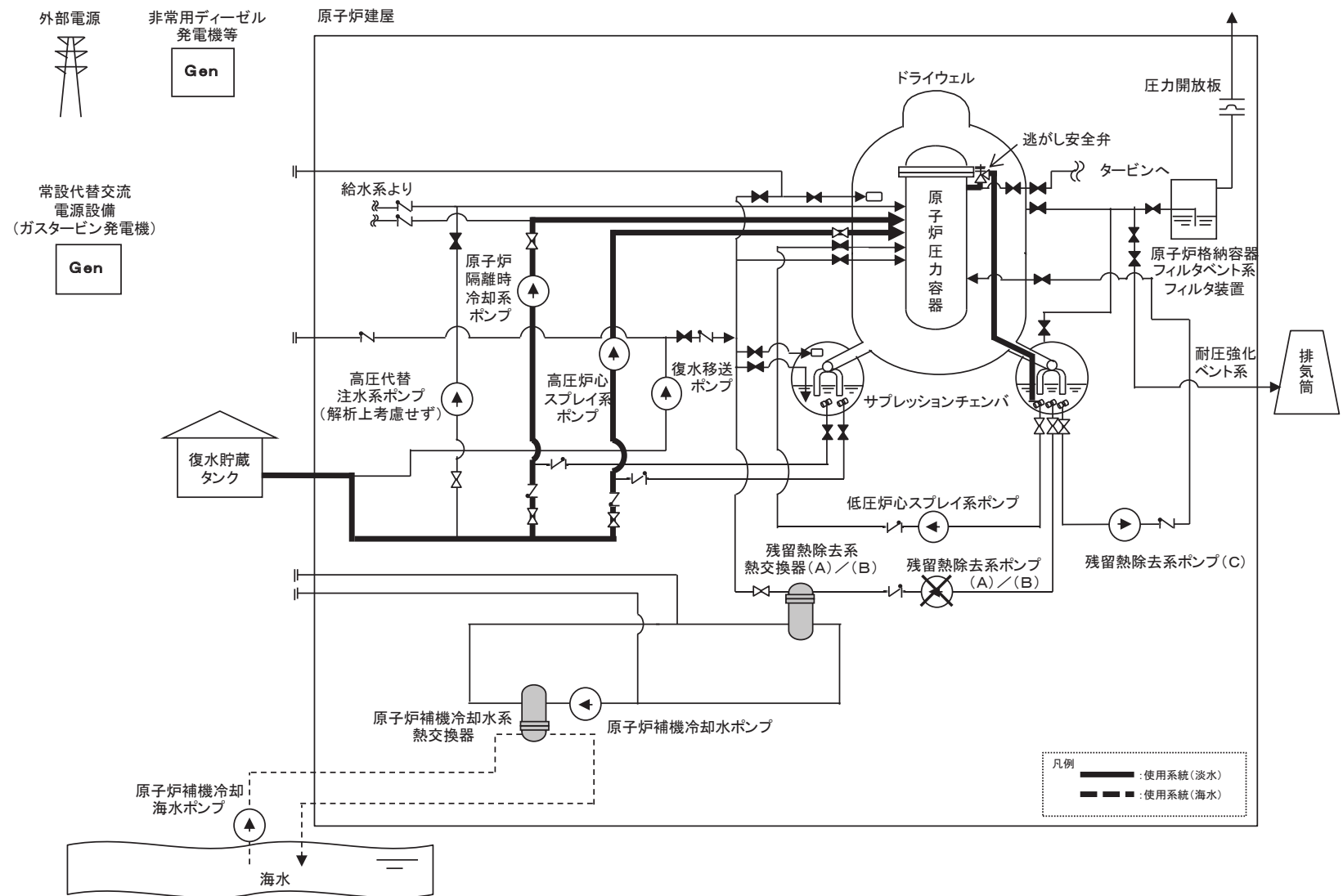
なお、原子炉格納容器フィルタベント系等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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。

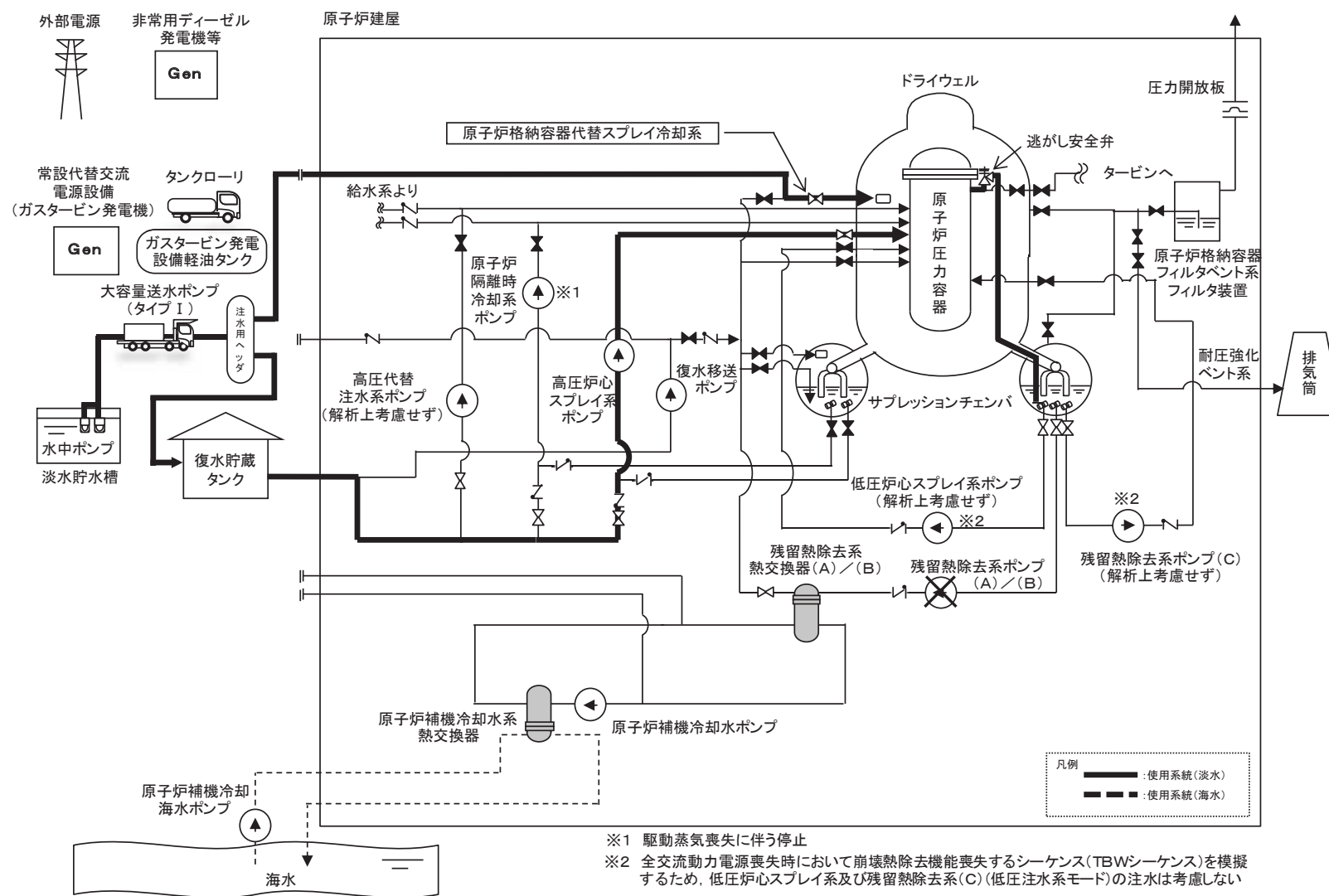
重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水、原子炉格納容器フィルタベント系等を用いた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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。

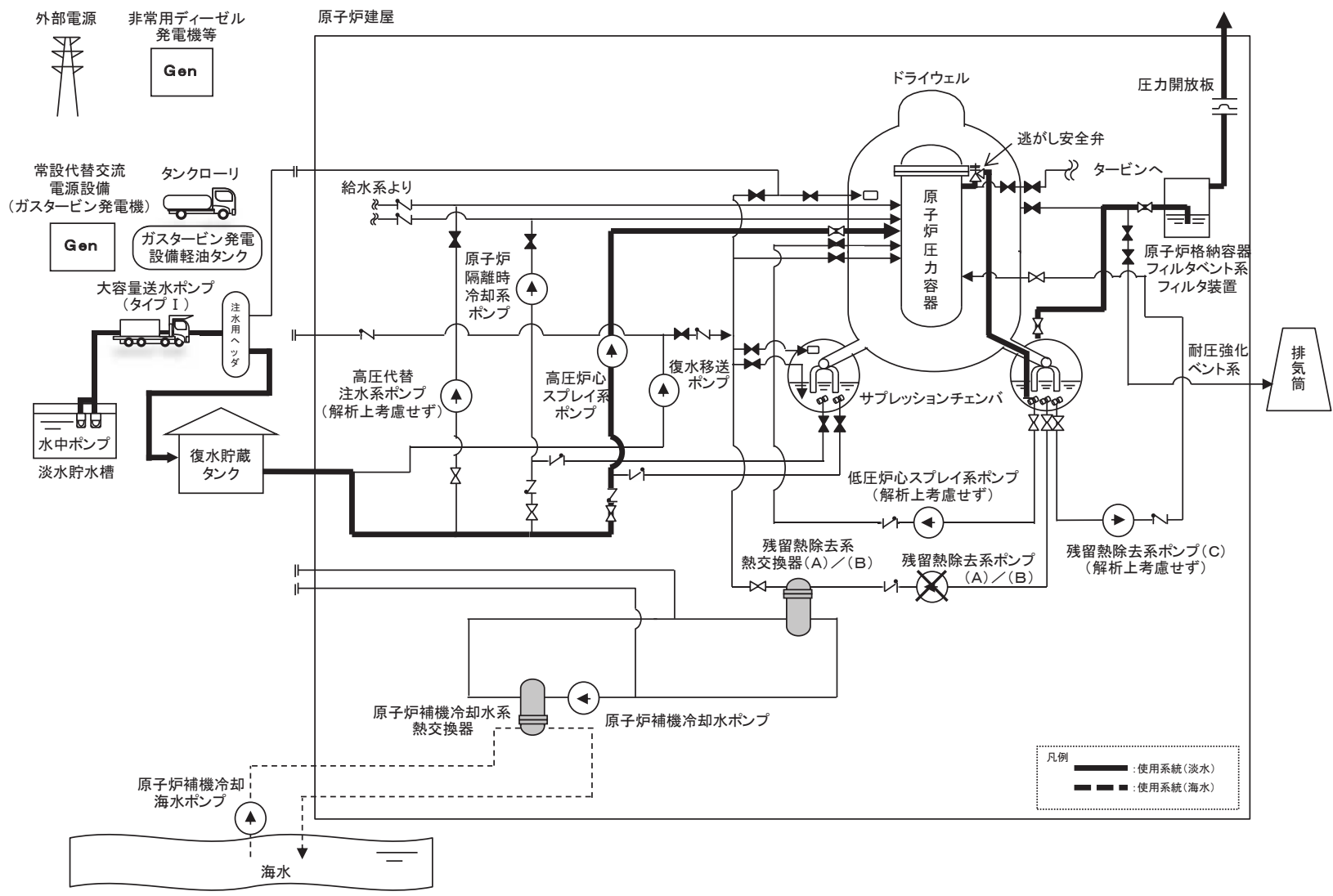


第 2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図(1/3)  
(原子炉注水)



第 2.4.2.2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
(原子炉注水及び格納容器冷却)





第 2.4.2.3 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(原子炉注水及び格納容器除熱)

(概算上の時刻)  
(0分)

(約 16 秒)

(約 20 分)

(約 45 分)

(約 1 時間)

(約 7 時間)

(8 時間)

(約 9 時間)

(約 23 時間)

(約 41 時間)

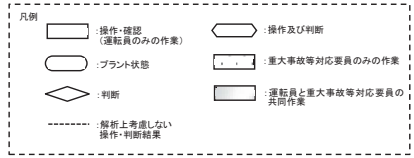
(約 44 時間)

(約 4 時間後)

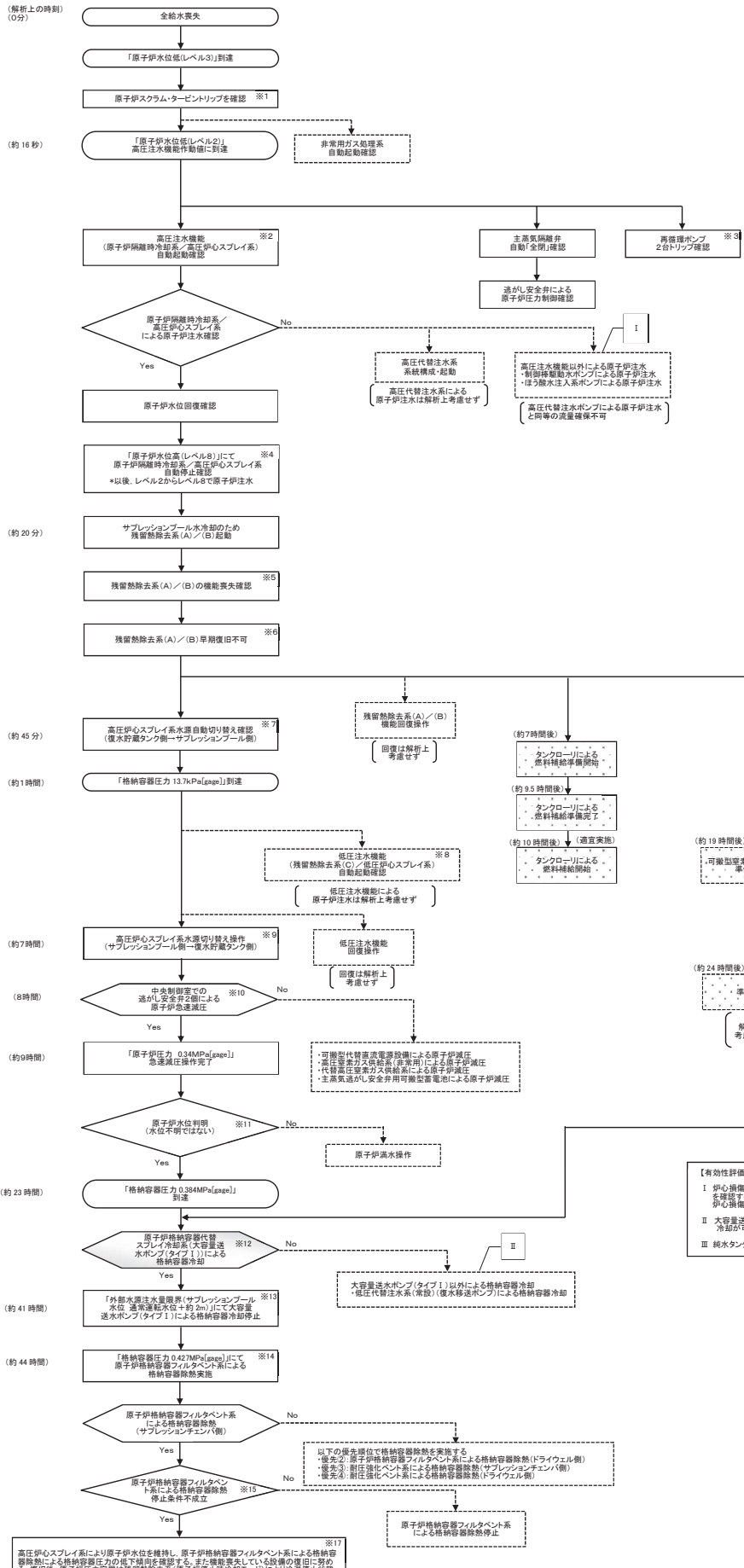
(約 0.5 時間後)

(約 10 時間後)

(約 24 時間後)



- ※1 「原子炉水位低(レベル3)」信号により原子炉がスクラム、平均出力領域モニタ指示降下等で確認する重大事故等発生を適速連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する
- ※2 中央制御室にて各機器の自動起動を以下により確認する  
・高圧注水機能: 状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等
- ※3 「原子炉水位低(レベル2)」によりトリップ  
中央制御室にて状態表示ランプ、ポンプ入口流量等によりトリップを確認する
- ※4 運用上は高圧注水機能により原子炉水位をレベル3からレベルまで制御、解除上は、「原子炉水位高(レベル4)」により原子炉隔離時冷却系/高圧炉心スプレイス系/高圧炉心スプレイス系による原子炉注水機能を停止する。なお、自動起動後の注水により原子炉水位が原子炉水位高(レベル4)に到達した以降においては、原子炉隔離時冷却系による注水は開始しない
- ※5 中央制御室にて各機器の機能喪失を以下により確認する  
・残留熱除去系(A) / (B): 状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等
- ※6 中央制御室にて機器故障警報等により起動ができない場合、早期復旧不可を判断する
- ※7 「圧力抑制室水位高」信号により、水源が復水貯蔵タンク側よりサブプレッションプール側へ自動切り替え
- ※8 全交流動力電源喪失時において閉鎖除去機能喪失するシーケンス(TEWシーケンス)を模倣するため、高圧注水機能(残留熱除去系(C) / 低圧炉心スプレイス系)の注水は考慮しない
- ※9 サプレッションプール水温度(80℃)到達後、サブプレッションプール側より復水貯蔵タンク側へ切り替え解除上は、100℃で切り替え
- ※10 運用上はサブプレッションプール熱容量制限値到達で6個により実施、解除上は2個により実施  
急速減圧中は「水位不明判断直線」による原子炉圧力と格納容器減圧による水位不明領域に入っていないことを確認する
- ※11 水位不明判断は以下により確認する  
・指示側のパラメータが大きい、原子炉水位有効熱線検出(TAF)以上であることが判定できない  
・水位不明判断直線の水位不明領域  
・凝結相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない
- ※12 間欠運転: 開始格納容器圧力 0.384MPa[gage]  
停止格納容器圧力 0.284MPa[gage]
- ※13 圧力抑制室水位により確認する
- ※14 格納容器圧力計指示 0.427MPa [gage] (格納容器最高使用圧力)到達により、炉心損傷がないことを格納容器内外部放射線モニタ等で確認し、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作を開始する。なお、中央制御室からの遠隔操作ができない場合、現場で人力操作を実施
- ※15 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱実施時に、残留熱除去系等による格納容器の除熱が可能であること、水素-酸素混合気体が発生すること、及び可燃性混合物が供給装置を用いた格納容器内への窒素注入が可能であることが確認された場合は、格納容器ベントを停止する。格納容器ベントの停止に際しては、格納容器ベント停止前に可燃性混合物供給装置による格納容器及び原子炉格納容器フィルタベントへの窒素注入を開始する
- ※16 復水貯蔵タンクの水位は 1600mm<sup>2</sup>を下限として管理する
- ※17 機能喪失した設備の回復手段として、除熱手段である残留熱除去系の復旧準備を整えており、原子炉隔離時冷却系/高圧炉心スプレイス系/高圧炉心スプレイス系/高圧炉心スプレイス系による格納容器冷却の準備品を確保している  
また、可搬型格納容器除熱系等を用いた除熱手段を実施することも可能である



【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】

- I 炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御稼働ポンプによる原子炉压力容器への注水が継続していること  
炉心損傷防止としての流量は確保できないが低圧代注水系(常備)による原子炉注水も可能である
- II 大容量送水ポンプ(タイプ1)と同等の量は確保できないが、低圧代注水系(常備) (復水貯蔵タンク)による格納容器冷却が可能である
- III 純水タンク、ろ過タンク、原水タンク及び海水から復水貯蔵タンクへの補給も実施可能である

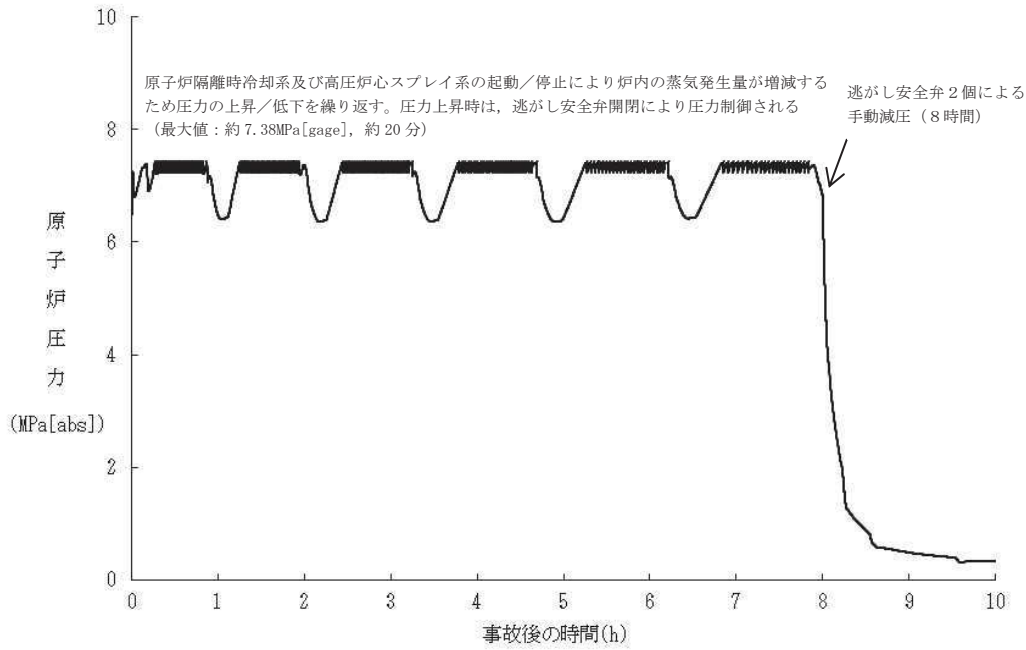
第 2.4.2.4 図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要

必要な要員と作業項目	経過時間(分)				経過時間(時間)																			経過時間(日)			備考						
	10m	20m	30m	40m	50m	1h	3h	5h	7h	9h	11h	13h	15h	17h	19h	21h	23h	25h	41h	43h	45h	5d	6d	7d									
実施箇所・必要人員数 責任者 1人 指揮者 1人 通報連絡者 6人 運転員(中央制御室) 1人 運転員(現場) 1人 重大事故等対応要員 1人	作業の内容 事象発生 原子炉スクラム 約16秒 原子炉水位低(レベル2)到達 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水(高圧注水)開始 約1.2時間 格納容器圧力13.7kPa[Esig]到達 約8時間 逃がし安全弁による原子炉減圧 約8.5時間 サプレッションプール水温100°C到達 約10時間 大容量送水ポンプ(タイプ1)準備完了 復水貯蔵タンク供給開始 約23時間 格納容器圧力0.384MPa[Esig]到達 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却開始 約41時間 外部水源注水量限界到達 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却停止 約44時間 格納容器圧力0.427MPa[Esig] (IPd)到達 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱開始																																
状況判断	3人 A,B,C	-	-	-	10分	・全給水喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・高圧注水機能(原子炉隔離時冷却系/高圧炉心スプレイ系)自動起動確認 ・主蒸気隔離弁全開確認。逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・非常用ガス処理系自動起動確認(解析上考慮せず)																											
高圧注水(高圧炉心スプレイ系)による注水	1人 [C]	-	-	-	適宜実施	・高圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御 ・高圧炉心スプレイ系水源自動切り替え確認 (復水貯蔵タンク側→サプレッションプール側) ・高圧炉心スプレイ系水源切り替え操作 (サプレッションプール側→復水貯蔵タンク側)																											
高圧代替注水系統起動操作(解析上考慮せず)	1人 [C]	-	-	-	5分	・高圧代替注水系統構成・起動操作																											
格納容器除熱	1人 [A]	-	-	-	10分	・残留熱除去系(A)/(B)起動 ・残留熱除去系(A)/(B)機能喪失確認																											
残留熱除去系機能喪失調査、復旧操作(解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復																											
低圧ECCS起動(解析上考慮せず)	1人 [A]	-	-	-	5分	・低圧注水機能(残留熱除去系(C)/低圧炉心スプレイ系)自動起動確認																											
低圧注水機能喪失調査、復旧操作(解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	・低圧注水系統 機能回復																											
原子炉急速減圧操作	1人 [A]	-	-	-	5分	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作																											
アクセスルート確保	-	-	-	-	4時間	・アクセスルート復旧(復旧が必要な場合)																											
代替注水等確保	-	-	-	-	6時間	・大容量送水ポンプ(タイプ1)の設置、ホースの敷設、接続 ・大容量送水ポンプ(タイプ1)監視																											
大容量送水ポンプ(タイプ1)による淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給	-	-	-	-	適宜実施	・復水貯蔵タンク補給																											
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却	-	-	-	-	5分	・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容器冷却 系統構成																											
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却	-	-	-	-	5分	・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容器冷却 系統構成、冷却開始(間欠運転)																											
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱準備	1人 [A]	-	-	-	5時間	・可搬型要素ガス供給装置の設置(解析上考慮せず) ・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱 系統構成(格納容器第一層並列運転)																											
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱準備	1人 [A]	-	-	-	5分	・格納容器第一層並列運転 ・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱(現場操作)(格納容器第一層並列運転)(解析上考慮せず)																											
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱準備	1人 [B]	-	-	-	1時間	・可搬型設備保管場所への移動 ・タンクローリへの移送																											
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱準備	1人 [A]	-	-	-	5分	・格納容器第一層並列運転 ・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱(現場操作)(格納容器第一層並列運転)(解析上考慮せず)																											
燃料補給準備	-	-	-	-	140分	・タンクローリへの移送																											
燃料補給	-	-	-	-	適宜実施	・大容量送水ポンプ(タイプ1)への給油																											
必要人員数 合計	5人 A~E	-	-	-	-	17人 A~Q																											

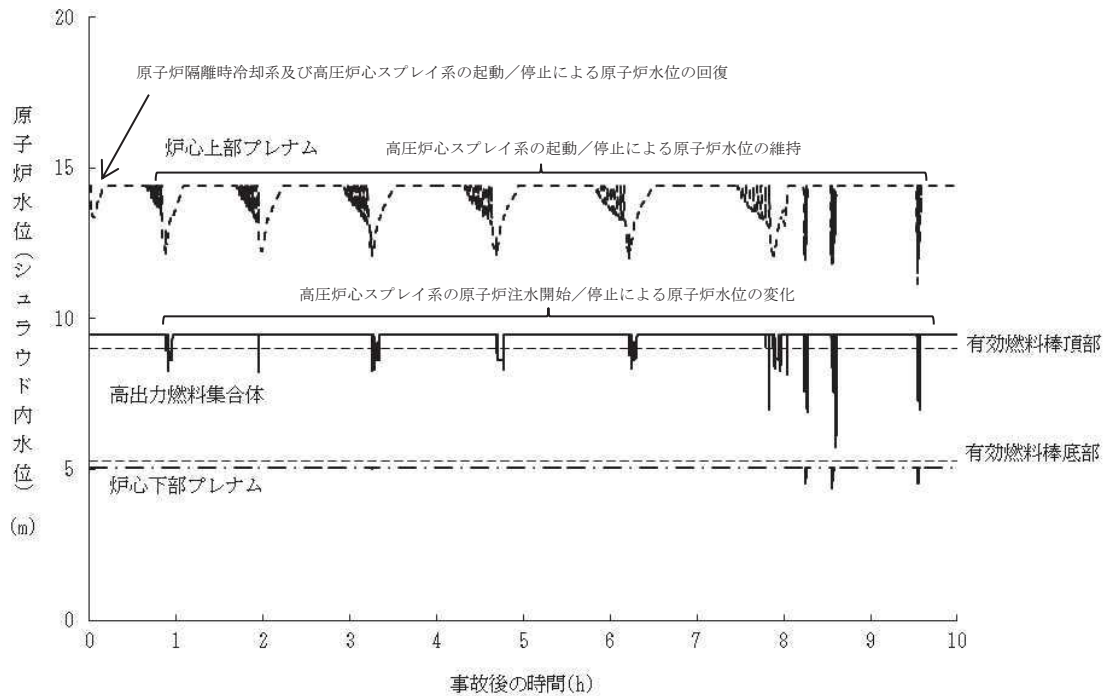
【 】は他作業後移動してきた要員

重大事故等対策要員	運転員	7
	重大事故等対応要員	17
	発電所対策本部要員	6
合計		30
発電所常駐要員		30

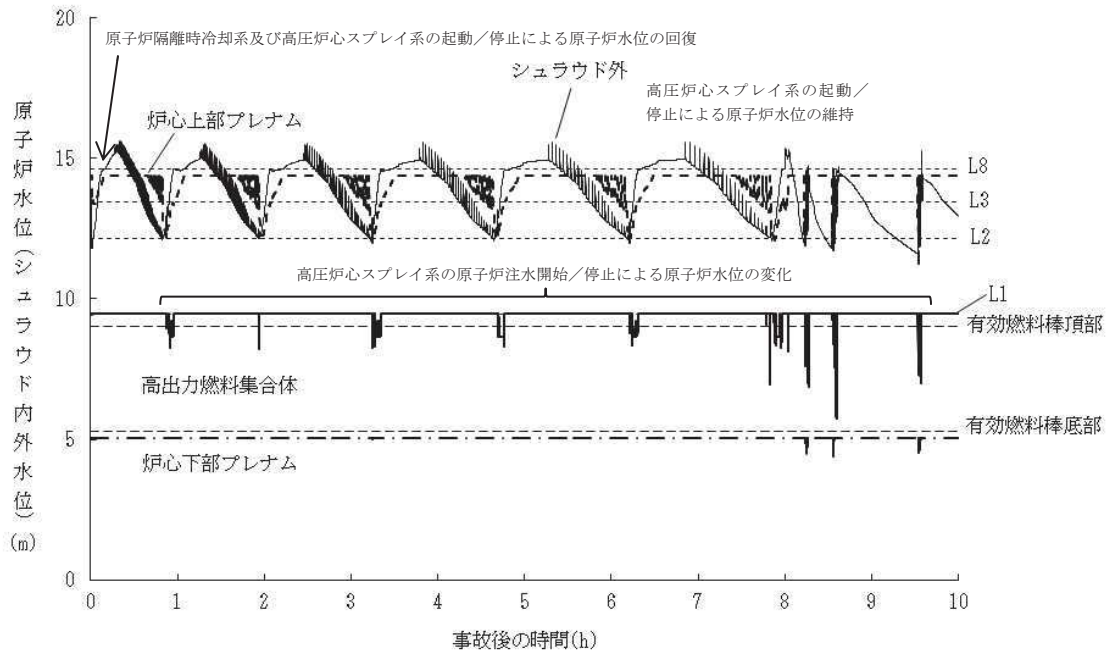
第 2.4.2.5 図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間



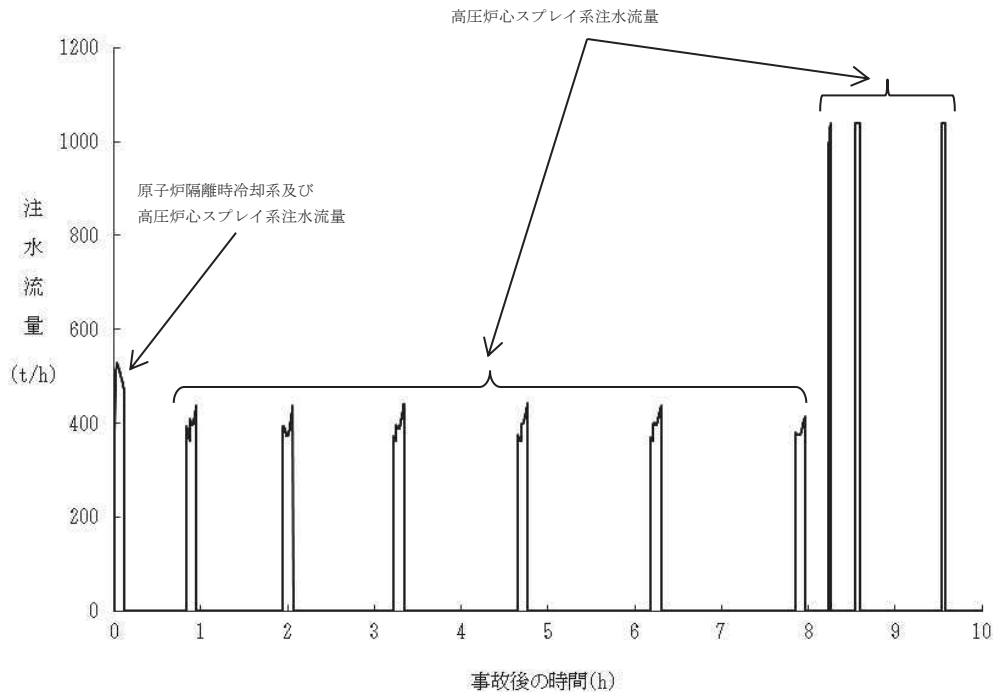
第 2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



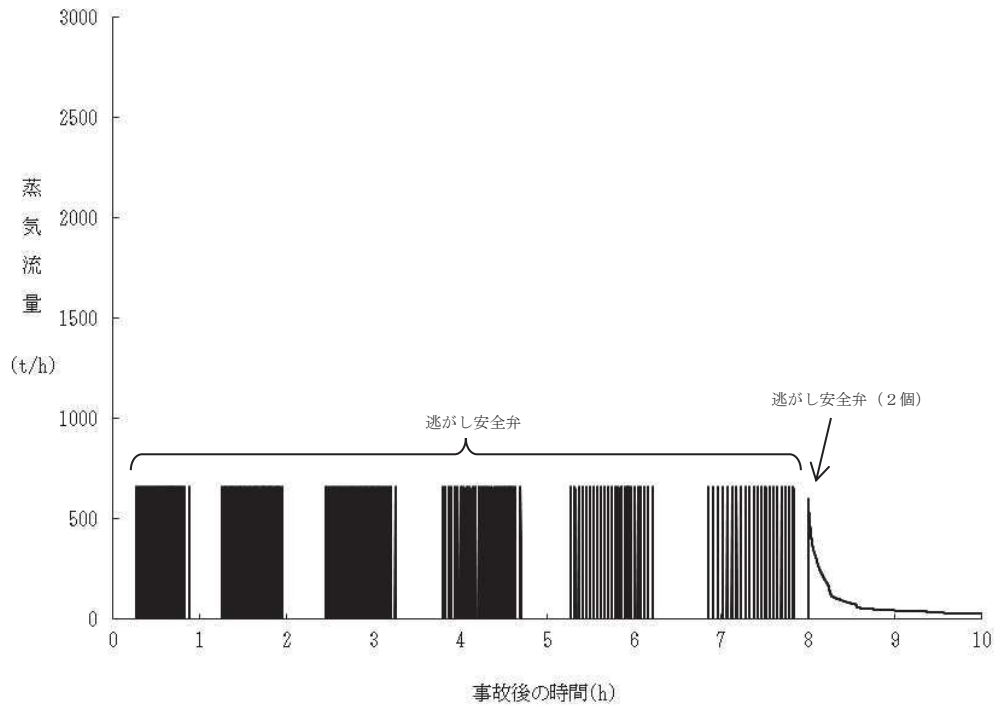
第 2.4.2.7 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



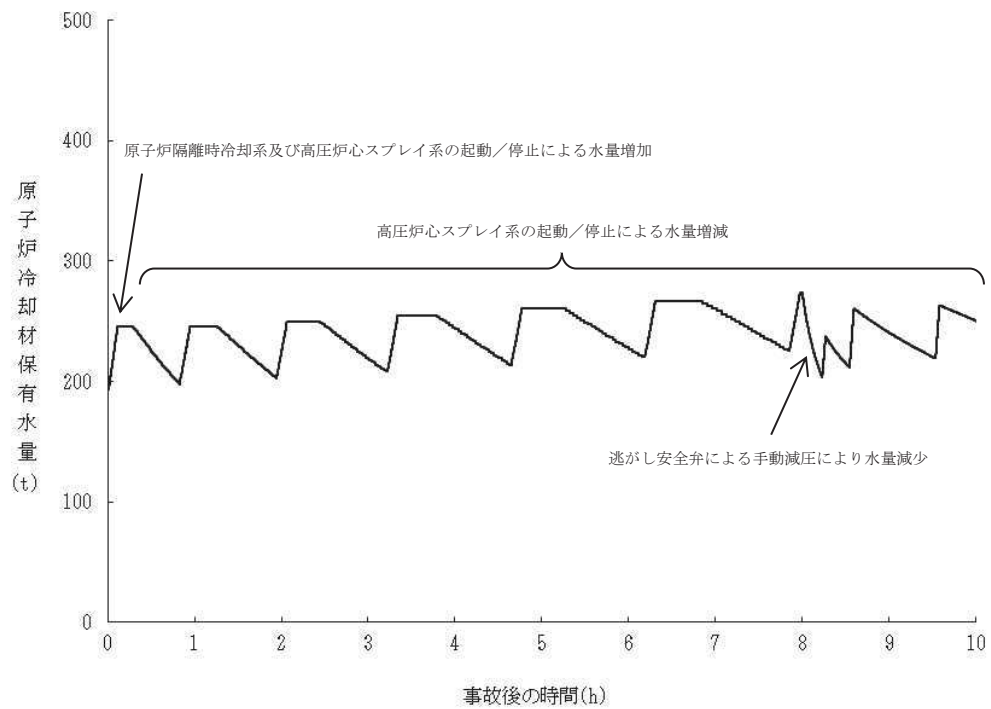
第 2.4.2.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移  
（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））



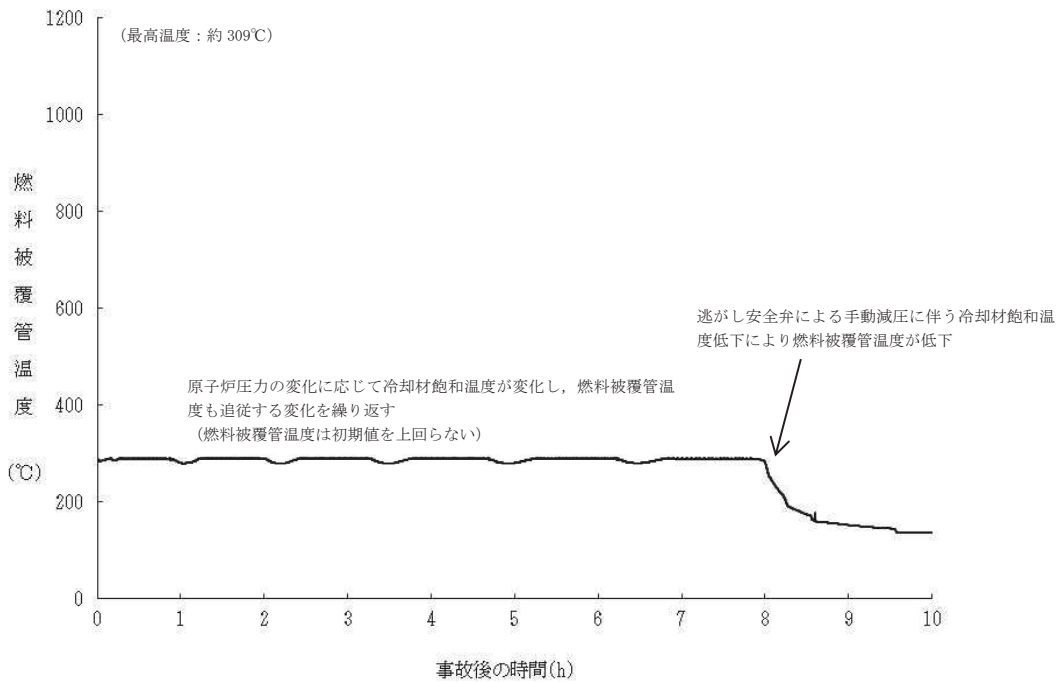
第 2.4.2.9 図 注水流量の推移  
（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））



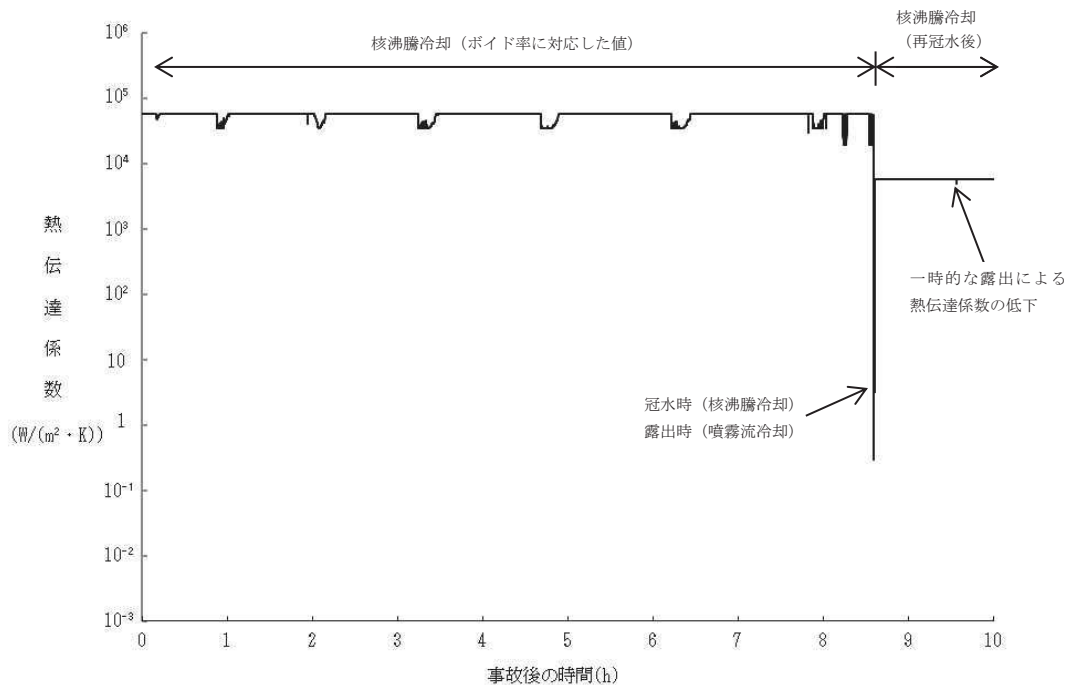
第 2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



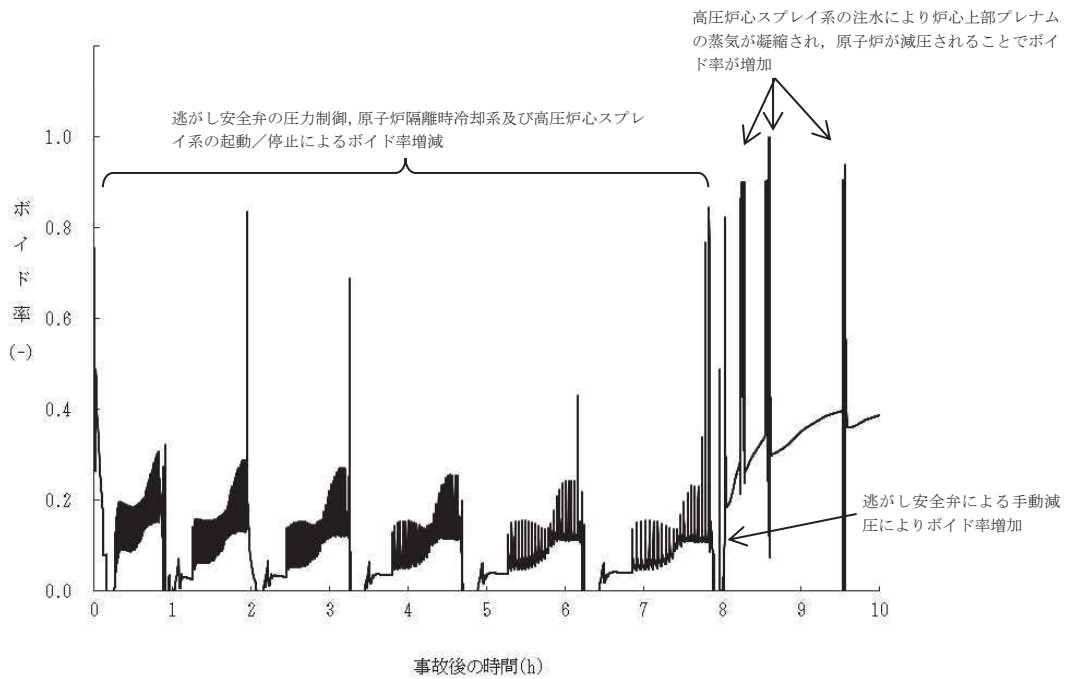
第 2.4.2.11 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



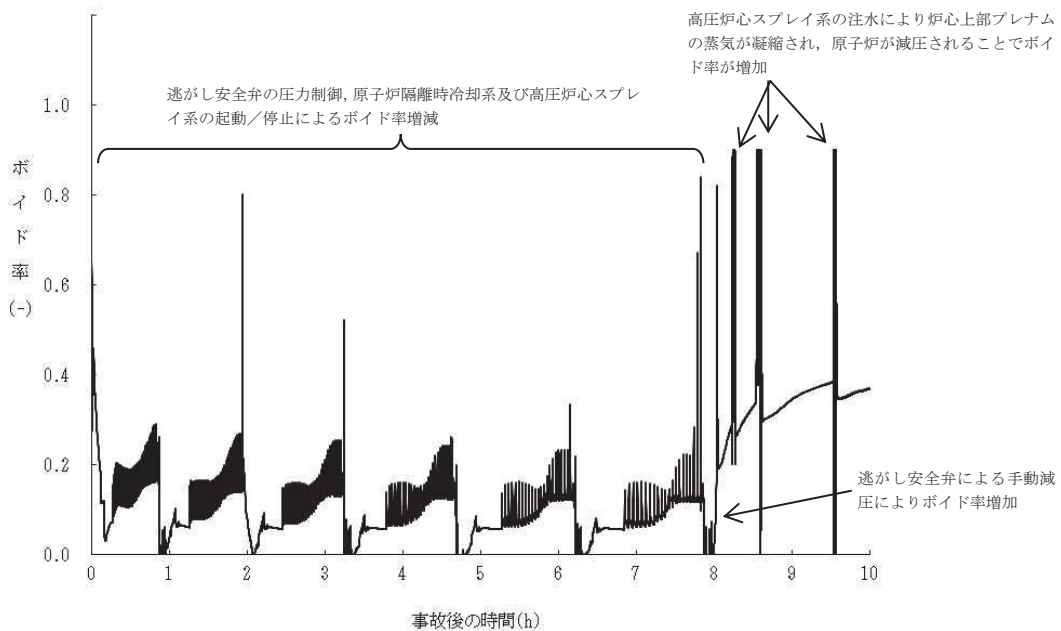
第 2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2.4.2.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

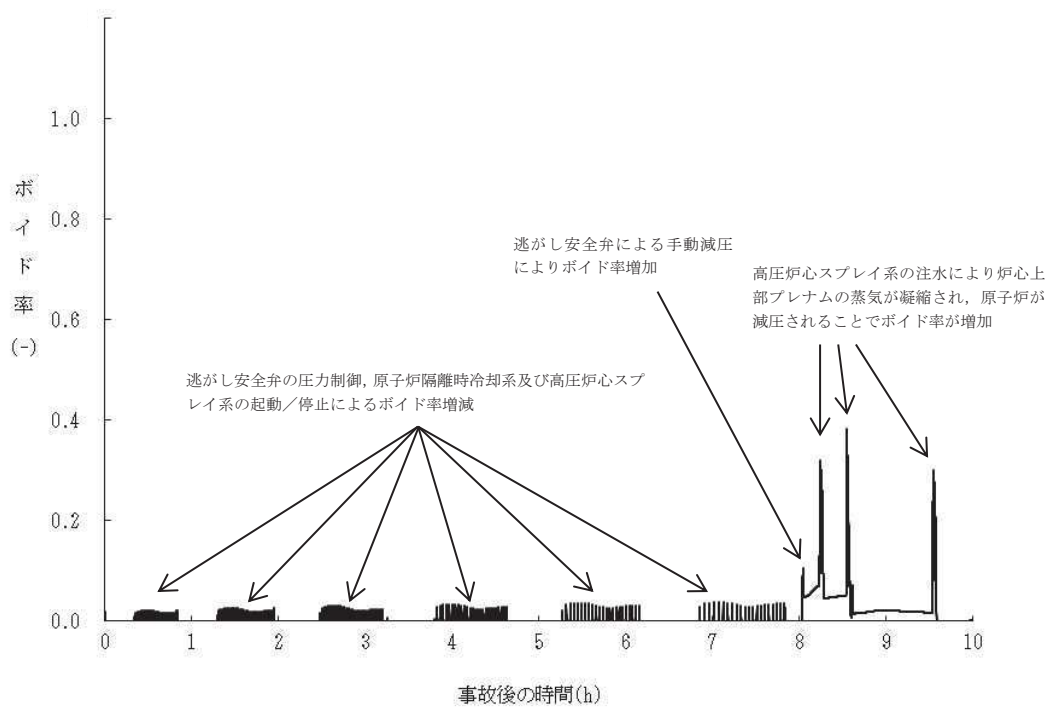


第 2. 4. 2. 14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

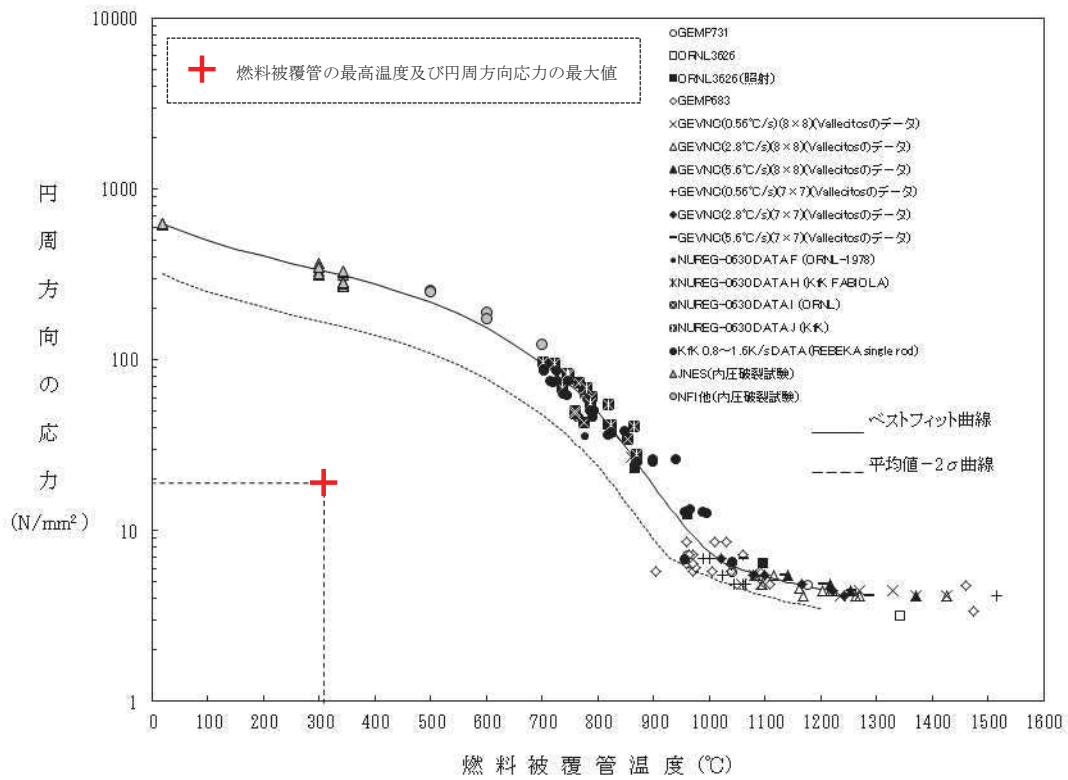


第 2. 4. 2. 15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

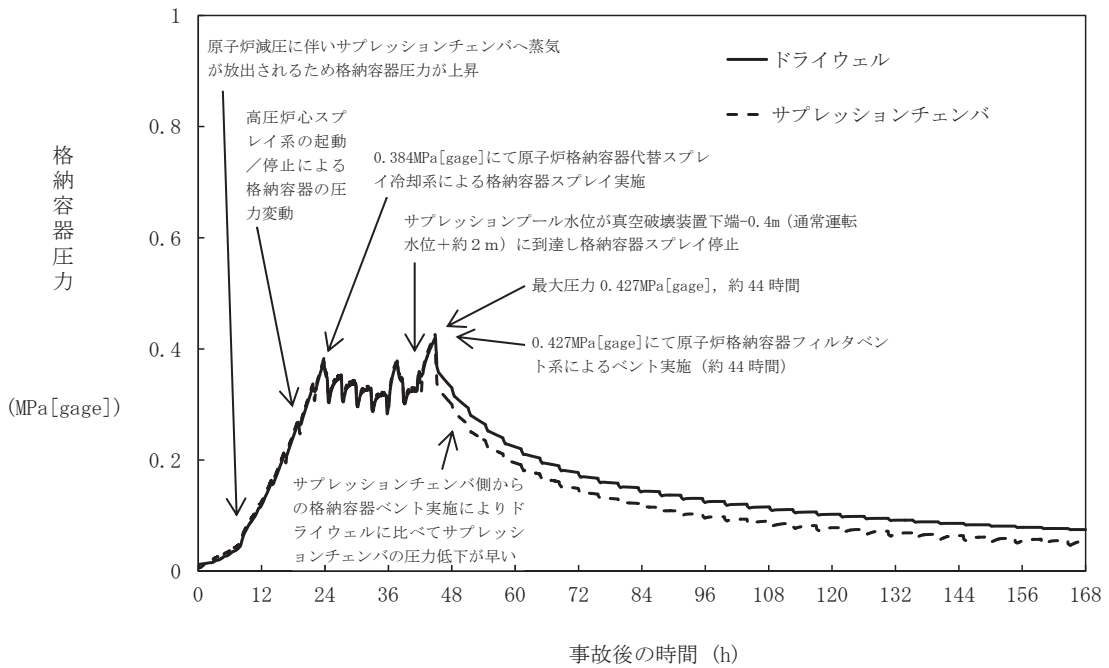




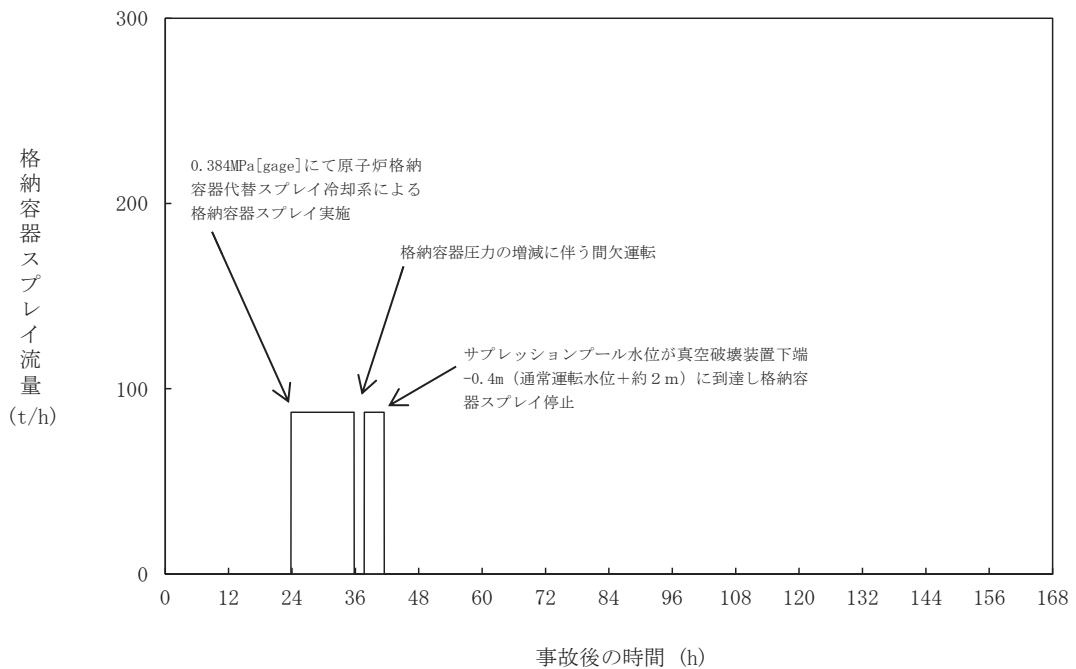
第 2. 4. 2. 16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



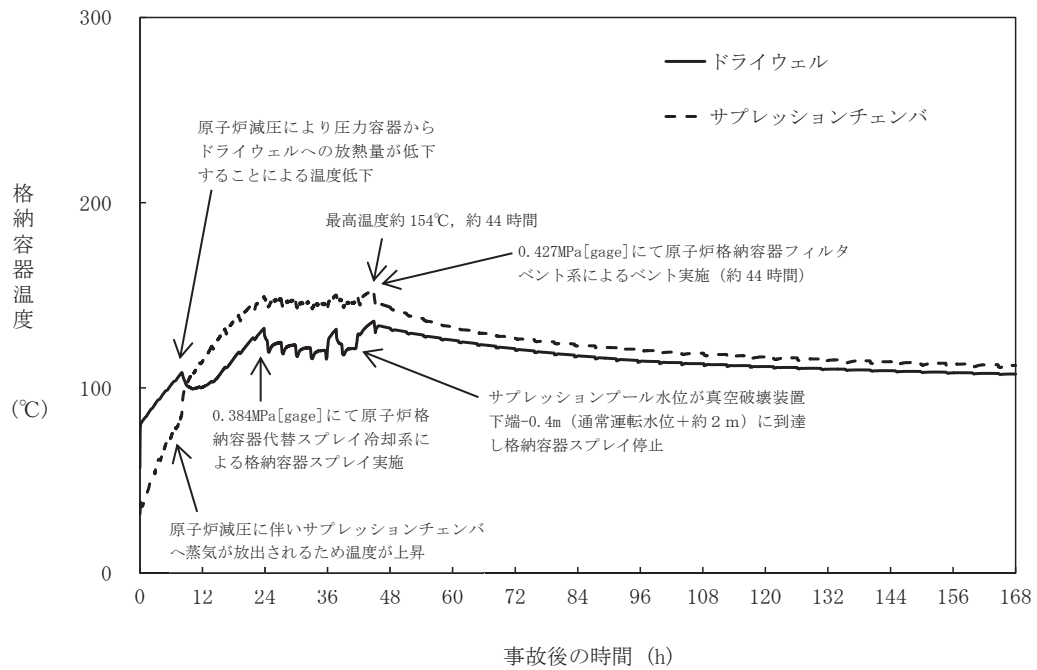
第 2.4.2.17 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



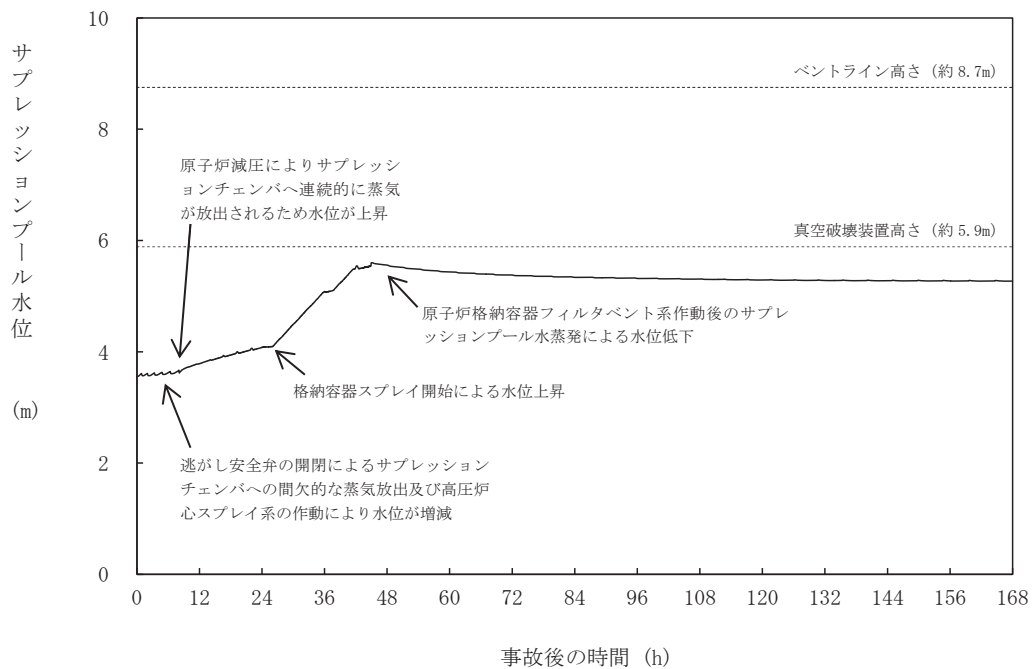
第 2.4.2.18 図 格納容器圧力の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



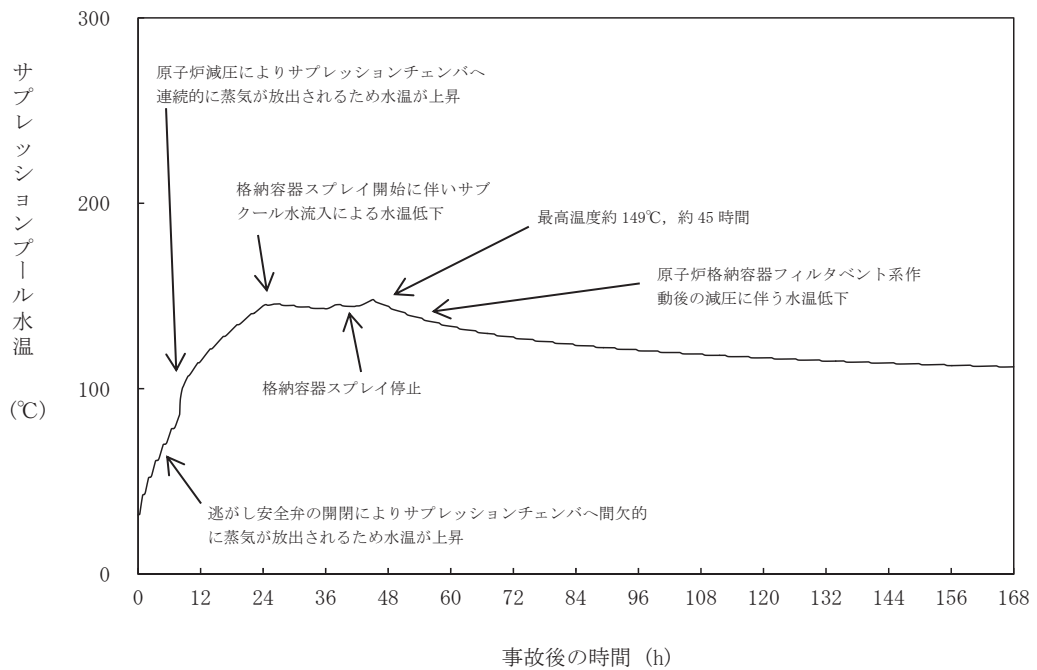
第 2.4.2.19 図 格納容器スプレイ流量の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



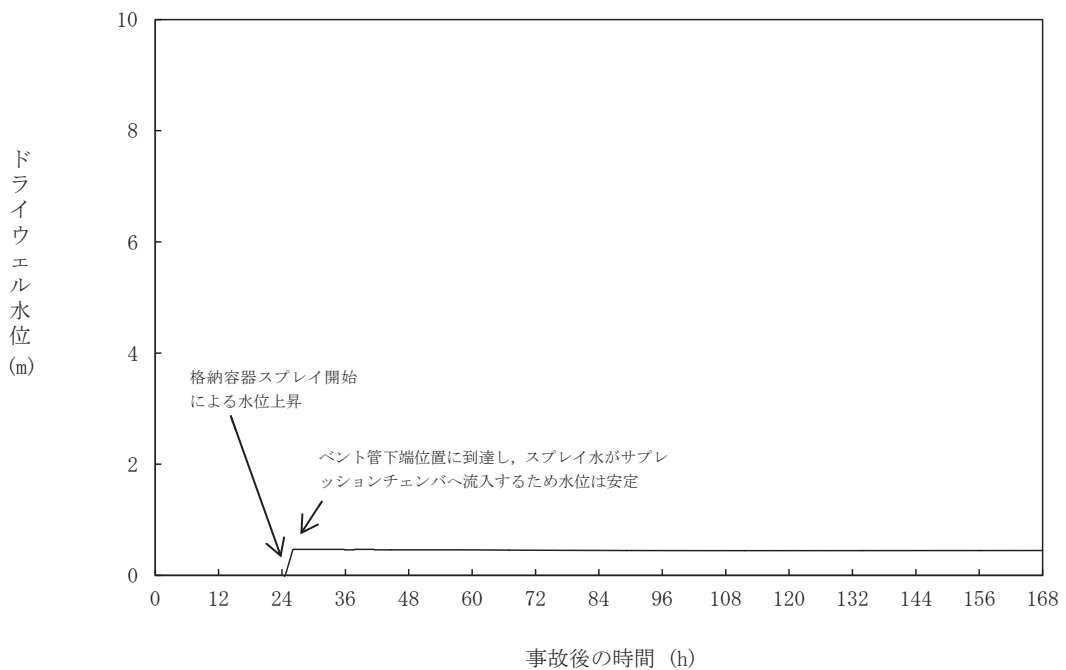
第 2.4.2.20 図 格納容器温度の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2.4.2.21 図 サブプレッションプール水位の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2. 4. 2. 22 図 サプレッションプール水温の推移  
 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2. 4. 2. 23 図 ドライウェル水位の推移  
 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

第 2.4.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の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
原子炉スクラム確認	・ 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、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
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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及び高圧炉心スプレイ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、以降原子炉水位低（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】 【高圧炉心スプレイ系】 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 復水貯蔵タンク水位 圧力抑制室水位
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、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
残留熱除去系機能喪失確認	・ 逃がし安全弁の作動によりサブプレッションプール水温が上昇するため、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する	—	—	【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 サブプレッションプール水温度
高圧炉心スプレイ系水源自動切替確認	・ 「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンク側からサブプレッションプール側へ切り替わることを確認する	【高圧炉心スプレイ系】 復水貯蔵タンク 【サブプレッションチェンバ】	—	復水貯蔵タンク水位 圧力抑制室水位

【 】：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 2.4.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の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
高圧炉心スプレイ系水源切替操作	・サブプレッションプール水温 80℃到達を確認後、中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の水源をサブプレッションプール側から復水貯蔵タンク側へ切り替える	【高圧炉心スプレイ系】 復水貯蔵タンク 【サブプレッションチェンバ】	—	サブプレッションプール水温度 復水貯蔵タンク水位 圧力抑制室水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	・高圧炉心スプレイ系による注水状況を確認後、中央制御室にて逃がし安全弁 2 個を全開し、急速減圧を実施する	【高圧炉心スプレイ系】 逃がし安全弁	—	原子炉水位 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 原子炉圧力
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却	・格納容器圧力が 0.384MPa[gage]に到達した場合、大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する ・格納容器圧力が 0.284MPa[gage]まで降下した場合、又は外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位＋約 2m）に到達した場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却を停止する	ガスタービン発電設備軽油タンク	大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ	ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 原子炉格納容器代替スプレイ流量 圧力抑制室水位
原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱	・外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位＋約 2m）に到達後、格納容器圧力が 0.427MPa[gage]（1Pd）に到達した場合、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する	原子炉格納容器フィルタベント系 耐圧強化ベント系	—	ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C） 圧力抑制室水位 フィルタ装置水位（広帯域） フィルタ装置入口圧力（広帯域） フィルタ装置出口圧力（広帯域） フィルタ装置出口放射線モニタ

【 】：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 2.4.2.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))  
(1/4)

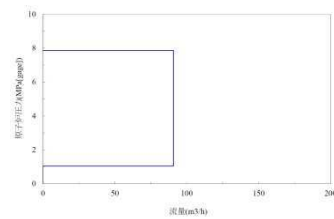
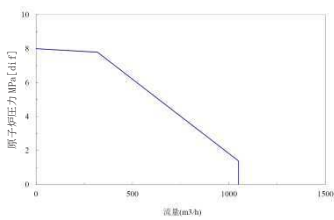
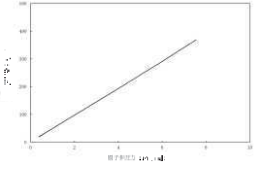
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9 燃料(A 型)	—
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の上限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエーラーサブプレッションチェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値として設定
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績 (月平均値) を踏まえて設定	



第 2.4.2.2 表 主要解析条件(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))  
(2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障に伴い、崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定。全交流動力電源喪失時において崩壊熱除去機能喪失するシーケンス（TBWシーケンス）を模擬するため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（C）（低圧注水モード）については解析上期待しない
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第 2.4.2.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))  
(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	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒)	事象発生と同時にスクラムせず, 原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低 (レベル 2)	原子炉再循環系のインターロックとして設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位低 (レベル 2)	主蒸気隔離弁の設計値として設定
	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 90.8m <sup>3</sup> /h (7.86~1.04MPa [gage] において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 318~1,050m <sup>3</sup> /h (ポンプ 1 台当たり, 7.79 ~1.38MPa [dif] において)	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2 個, 356t/h/個 7.44MPa [gage] × 3 個, 360t/h/個 7.51MPa [gage] × 3 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 3 個, 367t/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 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m <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
原子炉格納容器フィルタベント系	管路特性 (0.427MPa [gage] において, 10.0kg/s の流量) に対し, 原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	原子炉格納容器フィルタベント系の設計値として設定	

第 2.4.2.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))  
(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	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 8 時間後	原子炉急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定
	高圧炉心スプレイ系水源切替操作	サブプレッションプール水温 100℃到達時	高圧炉心スプレイ系の設計値を踏まえて設定
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.384MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.284MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量限界 (サブプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m (通常運転水位+約 2 m) ) に到達	格納容器設計圧力を踏まえて設定
	原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

## 安定状態について

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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。

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格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、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、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

逃がし安全弁を開維持することで、高圧炉心スプレイ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。

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 44 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による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、低圧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、格納容器安定状態が確立される。なお、除熱機能として原子炉格納容器フィルタベント系等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A 時注水機能喪失」の実効線量約  $3.4 \times 10^{-1} \text{mSv}$  以下となり、燃料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なく、敷地線量での実効線量評価は 5 mSv を十分に下回る。

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、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い、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。  
(添付資料 2.1.1 別紙 1)

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

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（SAFER）（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、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価が、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309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（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、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、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309℃）を上回ることにはないことから、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、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309℃）を上回ることにはない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。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放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、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシ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。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309℃）を上回ることにはない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。

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 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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。	初期の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。	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、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 309℃）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想定する必要はない。	解析コードは、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挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、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。破断口及び逃がし安全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、平衡均質流に到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、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 309℃）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。
	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 (MAAP)

【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。格納容器温度を十数℃程度高め、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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系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、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系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温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝導				
	スプレイ冷却				
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)	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	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（1/2）

項目	解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）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	2,436MWt	2,435MWt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は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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、燃料棒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、燃料棒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	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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小さいことから、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は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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ない。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (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いことから、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及ぼす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。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、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、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす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。
	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、熱力学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、両型式の燃料の熱力学的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、両型式の燃料の熱力学的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。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレー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。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309°C)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。
	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 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、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。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器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。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%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。
	格納容器温度 (ドライウエル)	57°C	約40°C～約44°C (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は格納容器スプレー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は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は格納容器スプレー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。
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32°C	約27°C～約32°C (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレー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。	最確条件とした場合は、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、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、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。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[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ベントまでの圧力上昇率(平均)は1時間当たり約10kPa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12分早くなる程度である。従って、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ベントまでの圧力上昇率(平均)は1時間当たり約10kPa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12分早くなる程度である。従って、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。
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (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（2/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ 解析条件		最確条件		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	
初期条件	外部水源の温度	40℃		約 20℃～約 40℃ (実測値)		復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定		最確条件とした場合は、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、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り、原子炉格納容器フィルタベント系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 11,192m <sup>3</sup>		約 11,192m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水槽+復水貯蔵タンク)		淡水貯水槽及び通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、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10時間後からは大容量送水ポンプ（タイプ1）による補給により復水貯蔵タンク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 900kL		約 900kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)		通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備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与える影響はない。		—	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失		—		原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定		—		—	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失		—		残留熱除去系の故障に伴い、崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定。全交流動力電源喪失時において崩壊熱除去機能喪失するシーケンス（TBWシーケンス）を模擬するため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（C）（低圧注水モード）については解析上期待しない		—		—	
	外部電源	外部電源あり		—		外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いので、炉心冷却上厳しくなる		炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生した場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されること、運転員等操作時間に与える影響はない。		炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生した場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。	
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） (遅れ時間：1.05秒)		原子炉水位低（レベル3） (遅れ時間：1.05秒)		事象発生と同時にスクラムせず。原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定		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。	
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル2）		原子炉水位低（レベル2）		原子炉再循環系のインターロックとして設定		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。	
	主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）		原子炉水位低（レベル2）		主蒸気隔離弁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。	
	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 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa[gage]において）		原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h（7.86～1.04MPa[gage]において）		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。	
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 318～1,050m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、7.79～1.38MPa[diff]において）		原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 318～1,050m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、7.79～1.38MPa[diff]において）		高圧炉心スプレイ系の設計値として設定		実際の注水量が解析よりも多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。		実際の注水量が解析よりも多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個		逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個		逃がし安全弁の逃がし弁機能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。	
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m <sup>3</sup> /hでスプレイ		88m <sup>3</sup> /h以上でスプレイ		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		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。		最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数よりも多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	
	原子炉格納容器フィルタベント系	流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱		流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱		原子炉格納容器フィルタベント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。		最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数よりも多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなるが、高圧炉心スプレイ系により継続して注水が実施されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
		流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱		流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱		原子炉格納容器フィルタベント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 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（1/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生8時間後	急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定	<p>【認知】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上8時間後としているが、実際にはサブプレッションプール水温を確認し原子炉減圧の必要性を判断するため、操作開始時間は変動し得る。サブプレッションプール水温については運転員が十分に認知できる時間がある。</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い。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、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】 原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位を通常運転水位付近とした後に原子炉減圧操作を行うこととしており、高圧炉心スプレイス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得る。</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>原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内（24時間）に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、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、条件成立を前提として、約1分で逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を行うことを確認した。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>
	高圧炉心スプレイス水源切替操作	サブプレッションプール水温100℃到達時（約8.5時間後）	高圧炉心スプレイス系の設計値を踏まえて設定	<p>【認知】 高圧炉心スプレイス水源切替操作は、解析上サブプレッションプール水温100℃到達時としているが、実際にはサブプレッションプール水温80℃到達を確認し、高圧炉心スプレイス水源切替操作の必要性を判断する。サブプレッションプール水温の上昇は緩やかであり、運転員が十分に認知できる時間があることから、操作開始時間は早まる可能性がある。</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い。</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い。</p> <p>【操作所要時間】 高圧炉心スプレイス水源切替操作は、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。操作スイッチ1個の操作による電動弁2弁の動作が必要ではあるが、サブプレッションプール水温上昇に対して操作所要時間は十分に短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 高圧炉心スプレイス水源切替操作時に、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い。</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>サブプレッションプール水温が80℃に到達するのは、事象発生約7.2時間後であり、高圧炉心スプレイス水源切替の操作開始時間が早まる可能性があるが、運転員が十分に認知できる時間があることから、操作開始時間に与える影響は小さい。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定時間より早いことから、この場合、早期に低温の復水貯蔵タンク水が注水されることとなるが、炉心は冠水維持されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>サブプレッションプール水温が80℃に到達するのは、事象発生約7.2時間後であるが、サブプレッションプール水温が100℃に到達するのは、事象発生約8.5時間後であることから、約1.3時間の時間余裕がある。</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（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	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備（復水貯蔵タンクへの補給、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系）	事象発生から10時間後に準備完了	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備時間を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて残留熱除去系の機能喪失を確認した場合、大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備を開始する手順としている。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備は、大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置、ホースの敷設等を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）は車両であることから自走で作業現場へ移動することを想定しており、ホース及び注水用ヘッダの設置はホース延長回収車により、自走にて作業現場へ移動しながら実施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、ブルドーザにて必要なアクセスルートを仮復旧できる常駐体制としており、仮復旧作業として4時間（要員はこの間に可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで移動）を想定している。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備の作業項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、操作所要時間は合計6時間を想定している。各作業には十分な時間余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。 [大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備：6時間（余裕含む）] ・ 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置、ホースの敷設、接続等に5時間を想定 ・ 格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り（接続弁の開操作（原子炉建屋外からの遠隔人力操作）含む）に30分間を想定。また、並行して復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り（想定所要時間30分間）を実施</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り操作及び復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り操作は、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、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上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>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備操作は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作として4時間、その後の作業に6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り、復水貯蔵タンクへの補給操作の操作開始時間が早まる可能性があることから、復水貯蔵タンクの保有水量が早期に回復する。また、格納容器代替スプレイの操作開始時間が早まる可能性があるが、格納容器代替スプレイは格納容器圧力を基準に格納容器代替スプレイ操作を実施することとしていることから、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があるが、復水貯蔵タンクの水位低下は緩やかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器代替スプレイは、格納容器圧力を基準に格納容器代替スプレイ操作を実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器代替スプレイ操作開始までの時間は事象発生から約23時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備は、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のとおり。訓練実績等により約9時間であり、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>	
	復水貯蔵タンクへの補給操作	事象発生から10時間以降、適宜	復水貯蔵タンクへの補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備完了時間を踏まえて設定	復水貯蔵タンクへの補給までの時間は、事象発生約10時間以降から補給が可能であるが、復水貯蔵タンクの水源枯渇までに実施すればよい操作であり、復水貯蔵タンクの保有水のみで約68時間注水可能であることから、十分な時間余裕がある。	—	—	—	<p>復水貯蔵タンクへの補給は、淡水貯水槽から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）を用いて実施する。大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備は、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のところ、訓練実績等により約9時間であり、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>

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(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					
各機器への給油(大容量送水ポンプ(タイプI))	事象発生から10時間以降、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性や継続に必要な作業。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10時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では、淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給等に使用する大容量送水ポンプ(タイプI)(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、大容量送水ポンプ(タイプI)への給油準備(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140分のところ、訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。 また、各機器への給油作業は、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。 大容量送水ポンプ(タイプI)への給油作業は、許容時間300分のところ、訓練実績等では約40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。
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.384MPa[gage] 到達時 (約23時間後)  (停止条件) ・格納容器圧力 0.284MPa[gage]まで低下後 ・サブプレッションプール水位が外部水源注水量限界(通常運転水位+約2m)に到達 (約41時間後)	格納容器設計圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器代替スプレイの実施基準(格納容器圧力0.384MPa[gage])に到達するのは、事象発生約23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、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作は、現場にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作を行う重大事故等対応要員と、中央制御室にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び間欠運転を行う運転員が配置されている。本操作を行う重大事故等対応要員は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間、他の作業を担っていない。また、本操作を行う中央制御室の運転員は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び間欠運転を行っていない期間、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い。 【移動】 現場で行う原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作は、原子炉建屋外部接続口近傍で行う作業である。現場操作を行う重大事故等対応要員は大容量送水ポンプ(タイプI)設置完了後、同じく原子炉建屋外部接続口近傍に設置される注水用ヘッダ付近に配置されていることから、移動時間は不要である。また、作業に伴う作業エリア内の移動を含んだ操作所要時間を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。また、中央制御室における原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び間欠運転は、中央制御室内での操作のみであるため、操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作の操作項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、系統構成及び冷却開始に5分間を想定している。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による間欠スプレイ操作は、制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作所要時間は特に設定していない。いずれの操作も、格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短い。 【原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作:5分間(余裕含む)】 ・運転員による残留熱除去系弁の状態確認及び開操作(中央制御室での遠隔操作)に1分間を想定 ・重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作(注水用ヘッダでの手動操作)に3分間を想定 【他の並列操作有無】 現場では、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間、当該作業に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はない。中央制御室では、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作時に、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い。 【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1組2人以上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、中央制御室操作は、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。	格納容器代替スプレイの実施基準(格納容器圧力0.384MPa[gage])に到達するのは、事象発生約23時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、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。	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。	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約23時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。	訓練実績等では、中央制御室における運転員の残留熱除去系弁の状態確認及び開操作は約1分、重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作については約1分の操作時間を要した。 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（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 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時 (約44時間後)	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力が0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約44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】 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベントは中央制御室における操作であり、運転員は中央制御室に常駐している。</p> <p>【移動】 中央制御室における格納容器ベント操作は、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い。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室における格納容器ベント操作は操作スイッチによる電動弁1個の操作に5分の操作所要時間を想定しており、時間余裕を確保している。よって操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に、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い。</p> <p>【操作の確かさ】 中央制御室における操作は、制御盤の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、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約1.5時間の時間の増分が発生する。この現場操作は、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>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0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約44時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作にて失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約44時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.427MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.854MPa[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51時間後であり、約6時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室の操作のため、シミュレータにて訓練実績（模擬操作含む）を取得。中央制御室におけるベント操作は、操作スイッチによる電動弁1個の操作に約2分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時は現場操作にて対応するが、訓練実績等では移動時間を含め約58分で操作を実施できた。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，燃料評価結果について  
 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

## 1. 水源に関する評価

## ○水源

- ・復水貯蔵タンク水量  
     : 約 1,192m<sup>3</sup>
- ・淡水貯水槽 : 10,000m<sup>3</sup>  
     (5,000m<sup>3</sup> × 2)

## ○水使用パターン

- ①原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水事象発生以降，復水貯蔵タンク

を水源とする原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水を実施する。炉心冠水後は原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で注水する。

- ②原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 0.384MPa [gage] に到達する事象発生約 23 時間以降，淡水貯水槽を水源とする原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイ (間欠運転) を実施する。外部水源注水量限界 (サブプレッションプール水位が通常運転水位から約 2m 上) 到達後，格納容器スプレイを停止する。

- ③淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

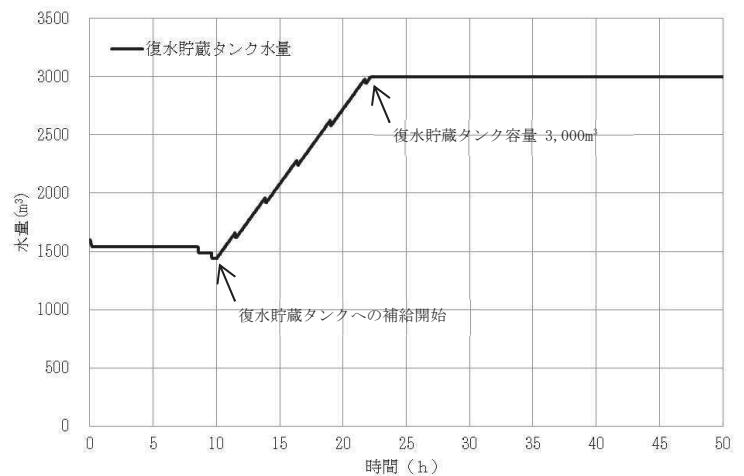
事象発生 10 時間後から，淡水貯水槽の水を復水貯蔵タンクへ 150m<sup>3</sup>/h の流量で補給する。

## ○時間評価 (右上図)

事象発生後 10 時間までは，復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンクの水量は減少する。事象発生 10 時間後から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

## ○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，合計約 3,750m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> の水を保有することから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。



## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）は2号炉を想定。なお，本重要事故シーケンスでは外部電源喪失は想定していないが，保守的に外部電源喪失を想定し，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。

### 2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) (1) 非常用ディーゼル発電機(A) 1,470L/h×1台×168h=約247kL (2) 非常用ディーゼル発電機(B) 1,380L/h×1台×168h=約232kL  7日間合計 約479kL
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 680L/h×1台×168h=約115kL
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) 188L/h×1台×168h=約32kL
	事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h)	常設代替交流電源設備 2台起動 <sup>※1</sup> (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL
合計		7日間の軽油消費量 約652kL
判定		非常用ディーゼル発電機等の運転継続に必要な軽油(約594kL)に対して2号炉の軽油タンク(約600kL)の軽油が使用可能。大容量送水ポンプ(タイプI)及び常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約58kL)に対してガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)の軽油が使用可能であり，7日間対応可能。

※1 外部電源喪失により自動起動し，緊急用電気品建屋(600kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため，燃料評価上，保守的に24時間は運転継続するものと想定。なお，ガスタービン発電設備軽油タンクから軽油を抽出する場合にはその時点で常設代替交流電源設備を停止する