

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 14
提出年月日	平成 29 年 5 月 29 日

## 東海第二発電所

### 重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 5 月

日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

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 評価にあ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方針
    - 1.6 解析の実施方針
    - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
    - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
  - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
  - 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
    - 2.3 全交流動力電源喪失
      - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
      - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）
      - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

- 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 L O C A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 L O C A）
  - 2.8 津波浸水による注水機能喪失
3. 重大事故
- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
    - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
    - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
    - 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合
  - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
  - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
  - 3.4 水素燃焼
  - 3.5 熔融炉心・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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
  - 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 1.3.2 運転員等の操作時間に対する仮定
- 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 東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における L O C A 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 使用済み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影響評価フロー
  
- 添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 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 7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.4 7 日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.5 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

- 添付資料 2.2.1 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.2 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（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方
- 添付資料 2.2.4 7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.3.1.1 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.5 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について
- 添付資料 2.3.1.6 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.7 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における高圧代替注水系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について

添付資料 2.3.2.2 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料 2.3.2.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.5 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.6 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.3.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.3 減圧・注水開始の時間余裕について

添付資料 2.3.3.4 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.5 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.6 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.4.1.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失

した場合))

添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.3 7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失  
(取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.4 7日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失  
(取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水  
機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.2.1 安定状態について (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 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.3 7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失  
(残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.4 7日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失  
(残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (残留  
熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.5.1 プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料 2.5.3 安定状態について (原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (原

子炉停止機能喪失)

- 添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
- 添付資料 2.5.6 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響
- 添付資料 2.5.7 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響
- 添付資料 2.5.8 外部電源の有無による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.9 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理
  
- 添付資料 2.6.1 「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について
- 添付資料 2.6.2 敷地境界外で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 (L O C A時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.4 解析コード条件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 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について
- 添付資料 2.6.6 7日間における水源の対応について (L O C A時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.7 7日間における燃料の対応について (L O C A時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.8 常設代替交流電源設備の負荷 (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等について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について (格納容器バイパス (インターフェイスシステムL O C A))
- 添付資料 2.7.3 解析コード条件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 日間における水源の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.5 7 日間における燃料の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.6 常設代替交流電源設備の負荷 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.8.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について

添付資料 2.8.2 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定 of 妥当性について

添付資料 2.8.3 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 (津波浸水による注水機能喪失)

添付資料 3.1.2.1 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 3.1.2.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.2.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について

添付資料 3.1.2.4 安定状態について (代替循環冷却系を使用する場合)

添付資料 3.1.2.5 格納容器内に存在するアルミニウム/亜鉛の反応により発生する水素の影響について

添付資料 3.1.2.6 非凝縮性ガスの影響について

添付資料 3.1.2.7 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 3.1.2.8 注水操作が遅れる場合の影響について

添付資料 3.1.2.9 7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.2.10 7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.2.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）におけるCs-137放出量評価について

添付資料 3.1.3.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.3.3 安定状態について（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.5 7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.6 7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度に

よる静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.7 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.2.1 原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量について

添付資料 3.2.2 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 3.2.3 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」,「MCCI」の評価  
事故シーケンスの位置付け

添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

添付資料 3.2.5 7日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.6 7日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外FCI）  
に関する知見の整理について

添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性  
への影響評価

添付資料 3.3.3 ペDESTAL（ドライウェル部）への水張りの適切性

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 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響
- 添付資料 3.3.6 プラント損傷状態をLOCAとした場合の圧カスパイクへの影響
  
- 添付資料 3.4.1 G値の不確かさによる評価結果への影響
- 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 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響
  
- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融燃料・コンクリート相互作用）
- 添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合のペDESTAL（ドライウェル部）のコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価
- 添付資料 3.5.4 ペDESTAL（ドライウェル部）床部の構造について
  
- 添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源の対応について（想定事故1）
- 添付資料 4.1.7 7日間における燃料の対応について（想定事故1）
  
- 添付資料 4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて
- 添付資料 4.2.3 安定状態について
- 添付資料 4.2.4 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 4.2.5 7日間における水源の対応について（想定事故2）
- 添付資料 4.2.6 7日間における燃料の対応について（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基準水位到達までの余裕時間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における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）
- 添付資料 5.1.5 運転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における放射線の遮蔽維持について
- 添付資料 5.1.6 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 5.1.7 7日間における燃料の対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料 5.2.1 安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.3.1 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量評価について

添付資料 5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応について（原子炉冷却材の流出）

添付資料 5.4.1 安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）

添付資料 5.4.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

添付資料 5.4.3 反応度誤投入事象の代表性について

添付資料 6.1.1 同時被災時における必要な要員及び資源について

添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

添付資料 6.2.2 重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要員の評価について

添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

## 2.3 全交流動力電源喪失

### 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）

#### 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（長期TB）」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「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」である。

コメント No. 148-12 に対する回答

##### (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

コメント  
No. 150-38  
に対する回

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の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の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで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，全交流動力電源喪失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。

以上により，本事故シーケンスグループでは，一定期間の蓄電池からの

給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水によって原子炉水位を維持し、その後原子炉を減圧し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器スプレイ機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

### (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（長期TB）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。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、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.3.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 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、必要な要員は初動対応要員 22 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名、現場操作を行う重大事故等対応要員 13 名である。

招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名、低圧

代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場システム構成を行う重大事故等対応要員 4 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 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、初動対応要員 22 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、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。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力計等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復することを確認する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域、燃料域）等である。

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線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，常設代替高圧電源装置による交流電源復旧等を開始する。

e. 直流電源の負荷切離し操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切り離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

f. 低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失の確認後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給を実施する。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サブプレッション・プール水温度が 65℃に到達し，低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力計等である。

i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力

が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量系等である。

j. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に到達した場合は、現場操作にて代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力計，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計，サブプレッション・プール水位計等である。

k. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

l. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受

電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

n. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域）、残留熱除去系系統流量計等である。

以降は、残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施する。

o. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

p. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

### 2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能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「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」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、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、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度の評価結果がSAFERコードより低くなるCHASTEコードは使用しない。

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) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源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。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で、部電源喪失に伴う原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急閉信号は保守的に考慮せず、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) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力  $1.04\sim 7.86\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(c) 低圧代替注水系（可搬型）

原子炉注水のみを実施する場合は、炉心冷却性の観点で機器設計上

の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また，格納容器スプレイは，サブプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(e) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプは1台使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0～1,676m<sup>3</sup>/h（0～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，原子炉注水を停止している期間に1.9×10<sup>3</sup>t/hの流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち95%をドライウェルへ，5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サ

プレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において) とする。

(h) 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系)

格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り換える。伝熱容量は残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) と同様とする。

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 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて一部の負荷を切り離し、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切り離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水) は、余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に低圧代替注水系 (可搬型) の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却は、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

### (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（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1-4図から第2.3.1-8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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被覆管破裂が発生した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2.3.1-9図から第2.3.1-14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1-15図から第2.3.1-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む二相水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

#### a. 事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

所内常設直流電源設備は，事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて一部の負荷を切り離し，事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切り離しを実施することにより，24時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給できるものとする。

(添付資料 2.3.1.1, 2.3.1.2)

事象発生後の 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

事象発生から 24 時間経過した時点で常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却が維持される。

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発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生後の約 13 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生後の 24 時間後に交流電源が復旧した時点で残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

コメント No. 181-18 に対する回答

燃料被覆管温度は、第 2.3.1-9 図に示すとおり、炉心の冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。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、評価項目である15%を下回る。

原子炉圧力は、第2.3.1-4図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、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（0.3MPa程度）を考慮しても、約8.46MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

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り、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.28MPa[gage]及び約141℃に抑えられる。このため、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）及び200℃を下回る。

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心は冠水状態を維持し、冷却が維持される。その後、非常用母線の受電完了後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料2.3.1.3）

安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、冷温停止状態とする。

以上により、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は、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。

本重要事故シーケンスは、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し、原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため、直流電源の負荷切離し操作を実施すること、原子炉隔離時冷却系が機能維持している期間内に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること、全交流電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること並びに事象発生 24 時間後に交流電源を復旧し残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として、直流電源の負荷切離し操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作並びに残留熱除去系による原子炉注水及び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実施する重要現象は、「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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて50℃程度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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル) はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする代替格納容器スプレー冷却系(可搬型)による格納容器冷却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，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.4)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析において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，解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル) はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できてい

るため、評価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、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.4)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.3.1-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、**設計値を用いるか又は**評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$  であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は**崩壊熱が小さくなる傾向となるため**、原子炉からサプレッショ

ン・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力及びサプレッション・プール水位の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、格納容器体積（ウェットウエル）及びサプレッション・プール水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.1.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$  であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなり、原子炉からサプレッション・プールに流

出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、格納容器圧力等の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.4）

## b. 操作条件

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

操作条件の直流電源の負荷切離し操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離し操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時

間として事象発生から 8 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 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、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.1.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離し操作は、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操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）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操作開始時間より若干早まる可能性があるが、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがなから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水は、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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.1.4)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の直流電源の負荷切離し操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離し操作（現場）は事象発

生から 8 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、低压代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で 8 時間後に準備が完了するものとしていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、事象発生の約 13 時間後に実施するものであり、低压代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を 8 時間後と想定していることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.4）

#### （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。この結果、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（長期TB）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「2.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 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」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また、必要な招集要員は 6 名であり、発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 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（長期TB）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

(添付資料 2.3.1.5)

##### a. 水 源

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m<sup>3</sup> 必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 5,000m<sup>3</sup> の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく注水継続が可能である。

(添付資料 2.3.1.6)

## 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、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 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については、事象発生からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.3.1.7)

## c. 電 源

常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、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、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.8)

### 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（長期 T B）」では、全交流動力電源喪失後、蒸気駆動の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の枯渇により機能喪失し、原子炉へ注水する機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、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（長期TB）」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（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系を用いた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（長期TB）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」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（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水によって原子炉水位を維持し、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

この結果、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並びに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、安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能

である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水、常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系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「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故対策について（1/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、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。</li> <li>主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。</li> <li>再循環ポンプがトリップしたことを確認する。</li> </ul>	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA）
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。</li> </ul>	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復したことを確認する。</li> <li>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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】

【 】：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（長期 T B）における重大事故対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>以上により，早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	—	—	—
低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。</li> </ul>	代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	—
タンクローリによる燃料補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	—
直流電源の負荷切り離し操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切り離しを実施する。</li> </ul>	所内常設直流電源設備	—	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放することで，原子炉減圧操作を実施する。</li> <li>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能） 代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	サプレッション・プール水温度計 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故対策について（3/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧により低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。</li> <li>原子炉隔離時冷却系が停止することを確認する。</li> <li>以降，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量計 代替淡水貯槽水位計
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達したことを確認する。</li> <li>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ操作を実施する。</li> </ul>	代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力計 サプレッション・チェンバ圧力計 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計 サプレッション・プール水位計 代替淡水貯槽水位計
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—

【 】：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（長期 T B）における重大事故対策について（4/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用母線の受電後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。</li> <li>・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。</li> <li>・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器スプレイを交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	<b>【 残留熱除去系（低圧注水系）】</b> <b>【 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）】</b> 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位計（広帯域） 原子炉水位計（SA 広帯域） <b>【 残留熱除去系系統流量計】</b> <b>【 残留熱除去系海水系系統流量計】</b> 低圧代替注水系原子炉注水流量計 サプレッション・チェンバ圧力計 ドライウェル圧力計
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給を実施する。</li> </ul>	—	—	—

【 】：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

コメント No. 163-46 に対する回答

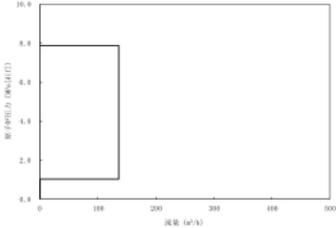
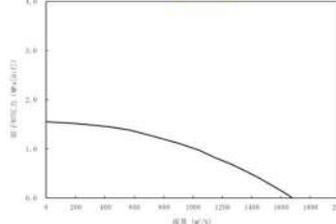
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（1/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9×9 燃料（A型）	9×9 燃料（A型）と 9×9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

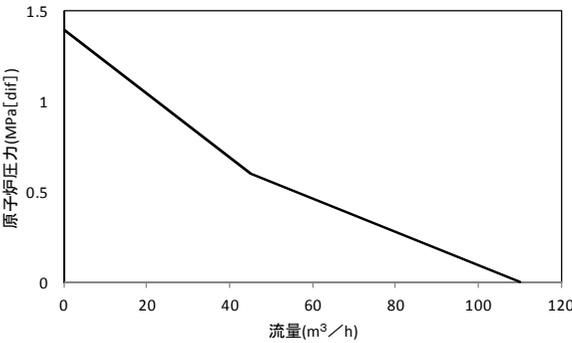
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（2/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等が機能喪失するものとして設定。 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない。
	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ことを想定

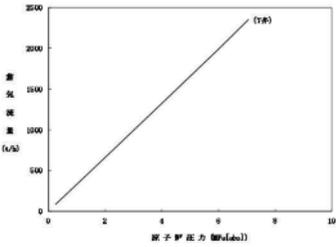
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（3/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止  最小流量特性 ・注水特性：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定。原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。  
	残留熱除去系（低圧注水系）	最小流量特性 注水流量：0～1,676m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定  

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（4/6）

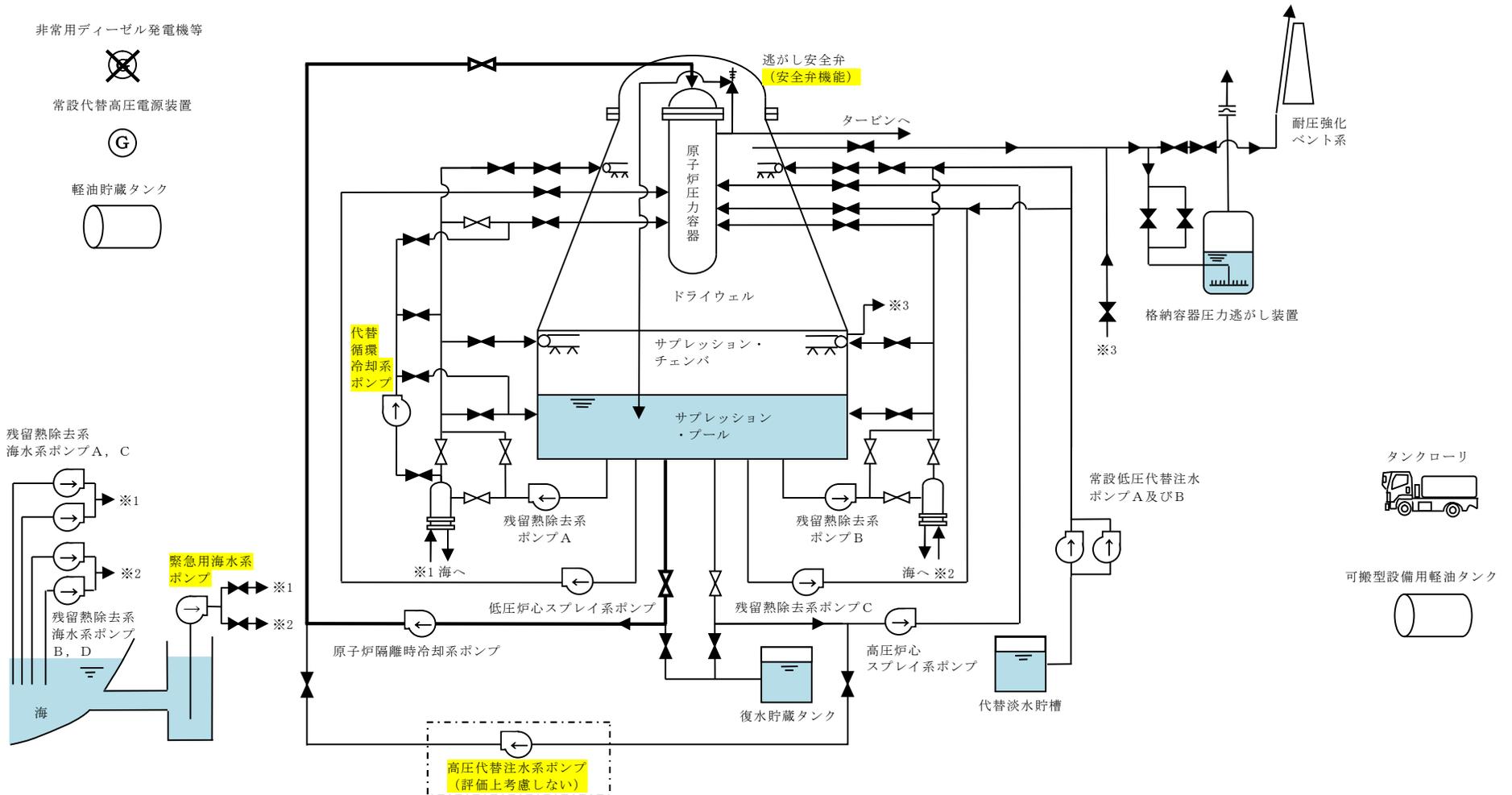
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定）	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し、279kPa[gage] に到達した場合に再開  スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（5/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件  逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定
	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエール・サプレッション・チェンバ間差圧）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： $1.9 \times 10^3$ t/h （95%：ドライウエール，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

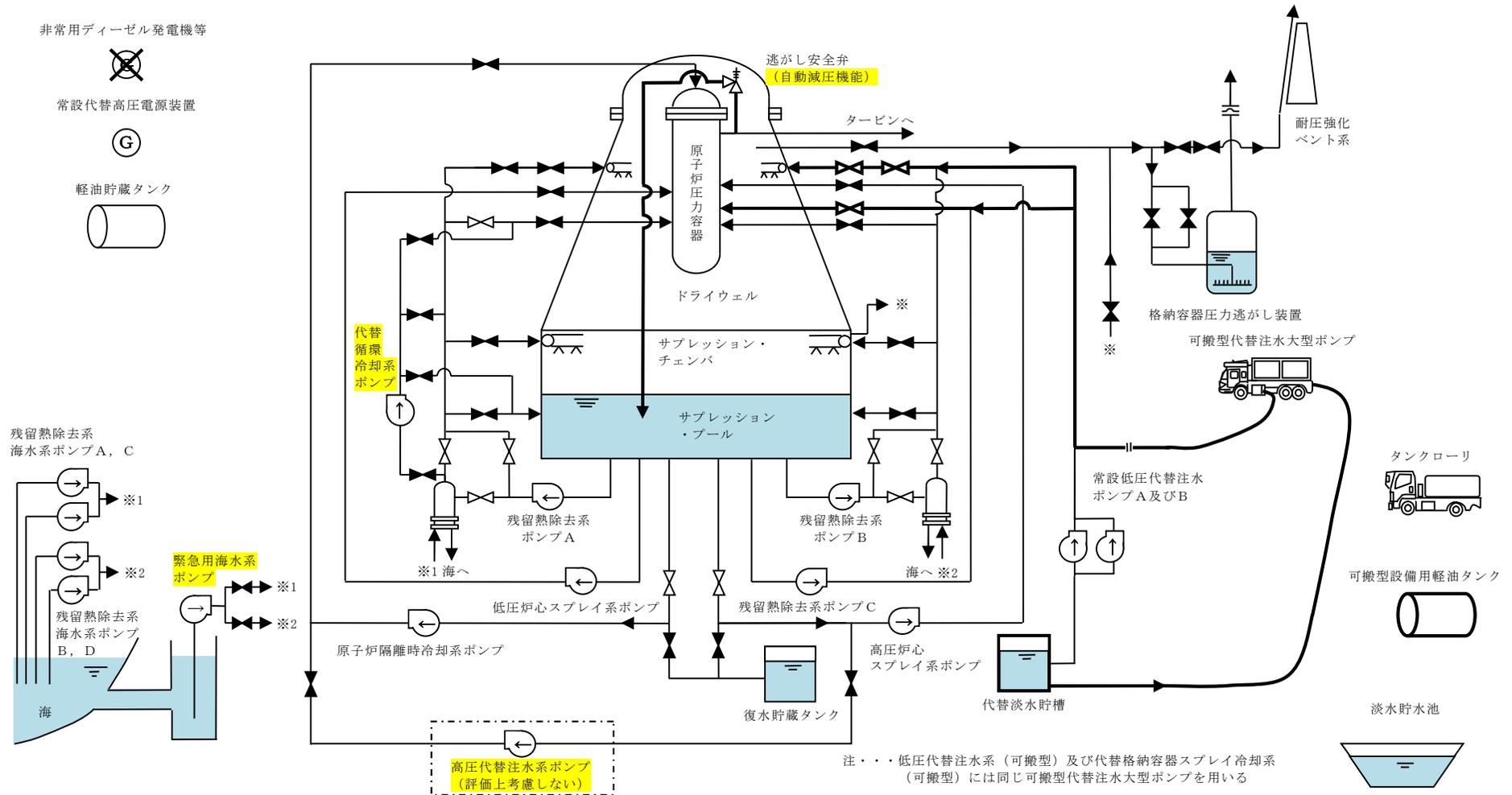
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（6/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
関連する操作条件に 重大事故等対策に	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

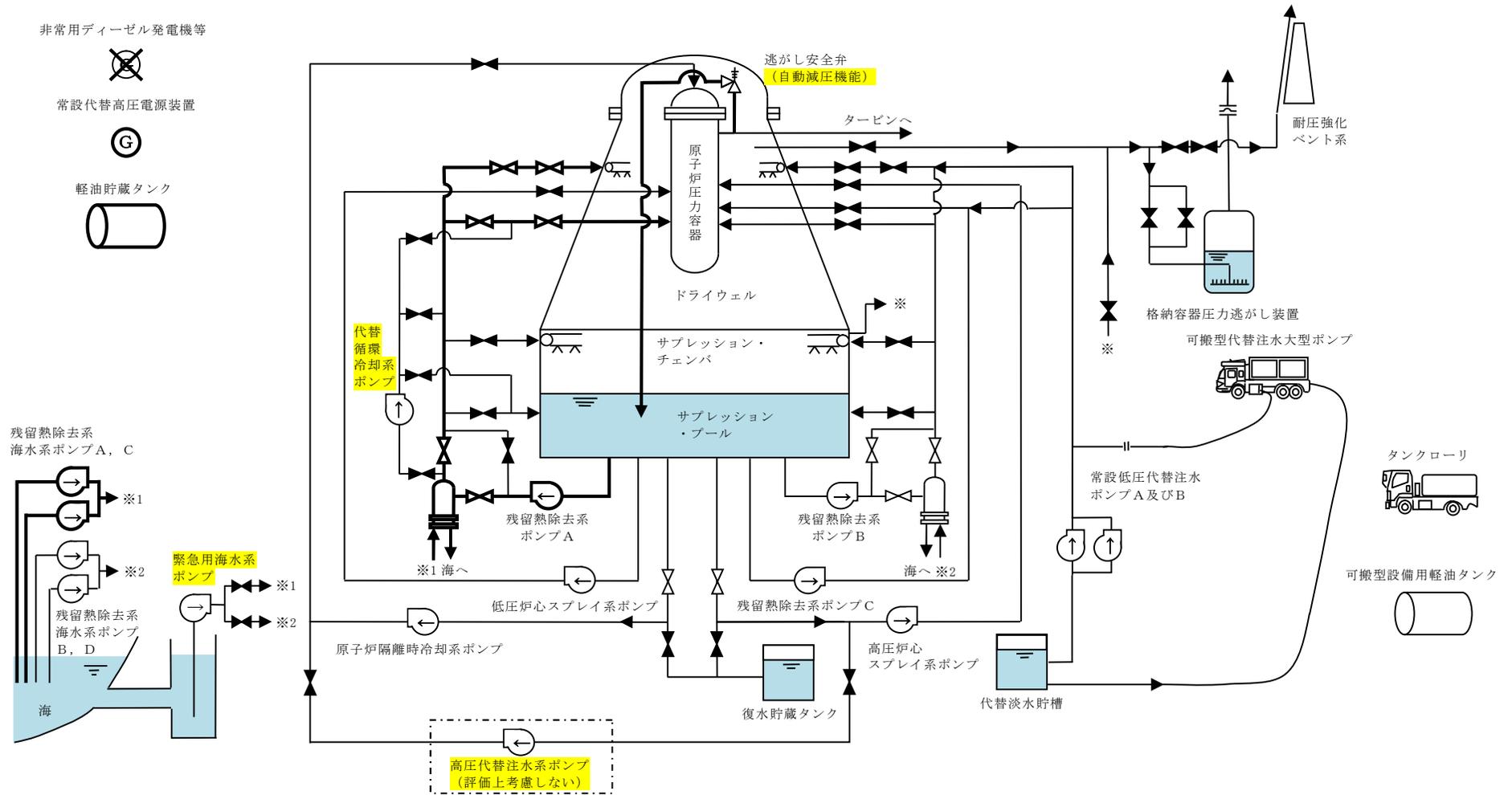


第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期T B）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
 （原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

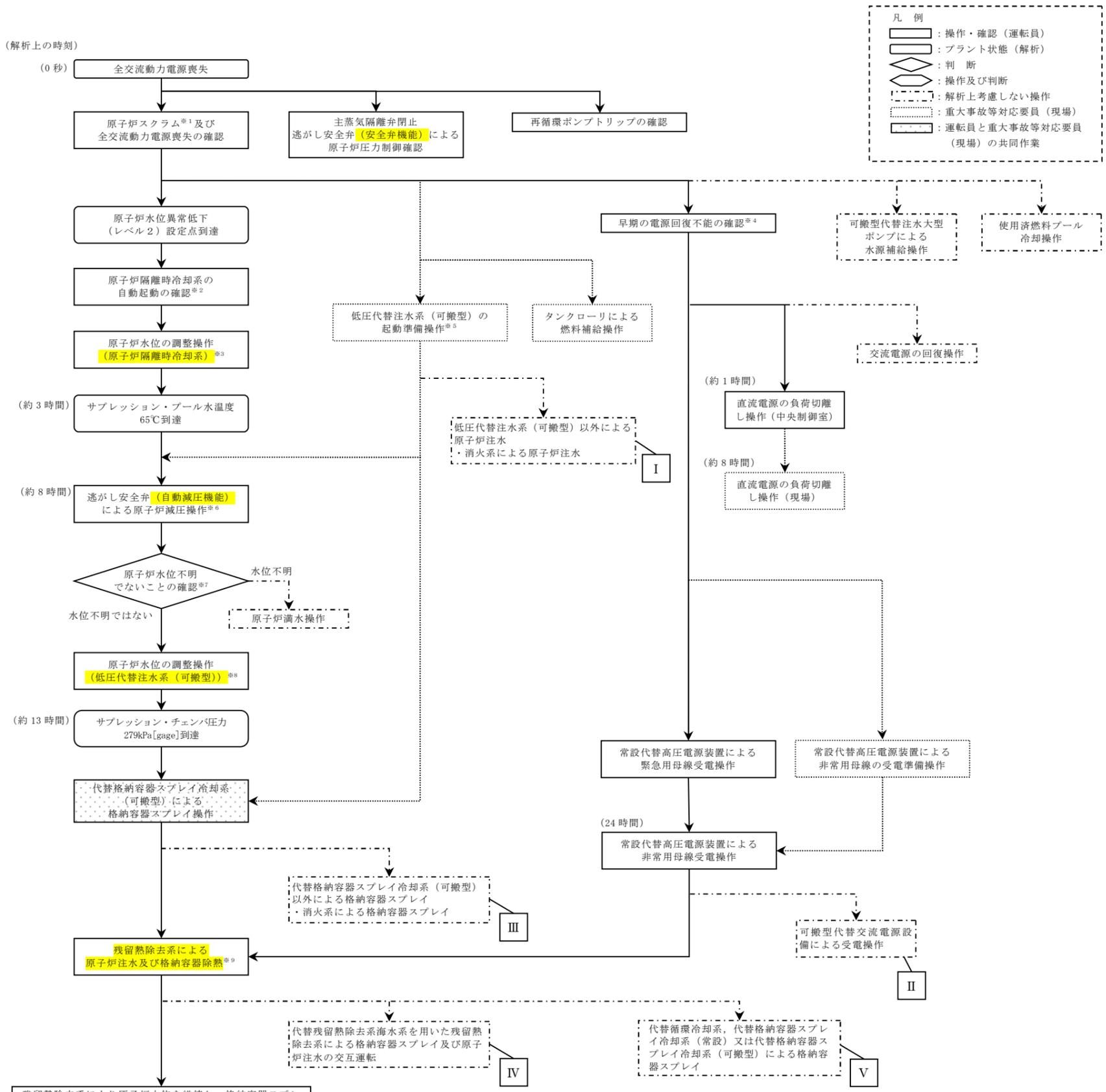
コメント No. 182-15 に対する回答



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



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



※1：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域等により確認する。

※2：中央制御室にて機器ランプ表示、系統流量計指示等にて確認する。

※3：原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。

※4：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線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。

※5：全交流動力電源喪失を確認した場合は、速やかに低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始する。なお、低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。

※6：サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は 65℃) に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、低圧代替注水系 (可搬型) のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※7：原子炉水位不明は、以下により判断する。

- ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
- ・原子炉水位計の電源が喪失した場合
- ・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※8：低圧代替注水系 (可搬型) により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。

※9：残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水モード運転に切り換え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレーモード運転に切り替える。

### 第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失 (長期 TB) の対応手順の概要

コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 09, 17 に対する回答

2.3.1-40

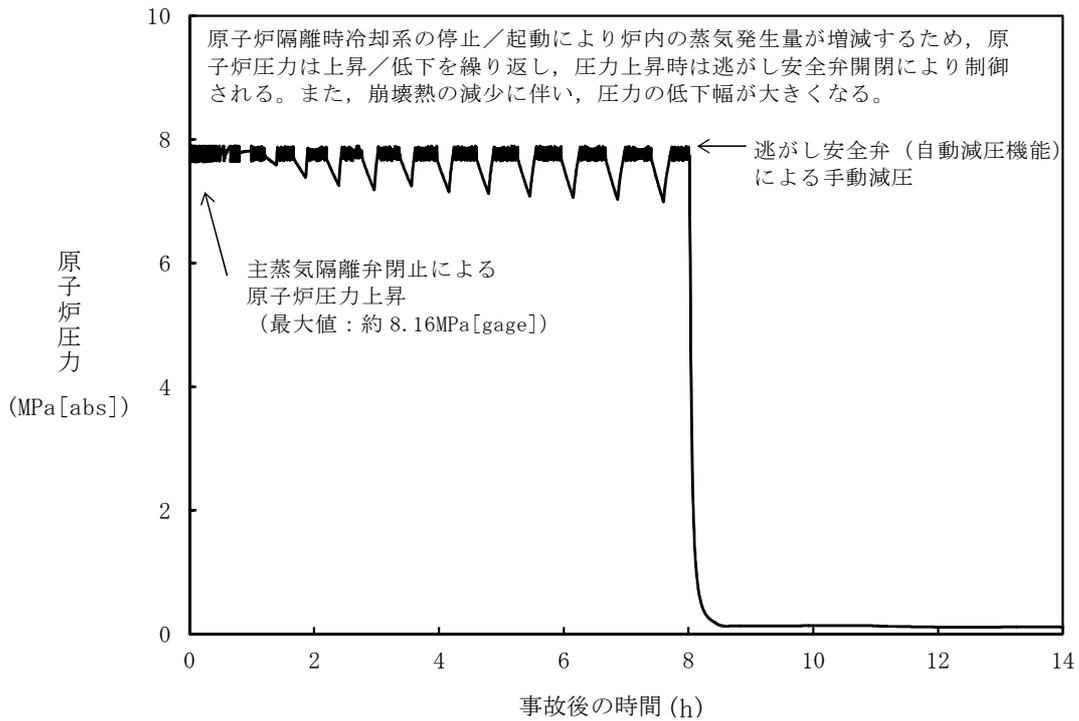
				経過時間（分）												備考	
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		120
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断												
	責任者	発電長	1人		中央監視 運転操作指揮												
	補佐	副発電長	1人		運転操作指揮補佐												
	通報連絡者	災害対策要員	2人		災害対策本部連絡 発電所外部連絡												
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)			重大事故等対応要員 (現場)												
状況判断	2人 A, B	-	-	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による 原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認	10分												
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持												
全交流動力電源 喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分												
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2分												
交流電源の回復 操作	-	-	-	●非常用ディーゼル発電機の機能回復 ●外部電源の機能回復													解析上考慮しない 対応可能な要員にて実施
直流電源の負荷切 り離し操作 (中央制御室)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離し操作	6分												

コメント No. 147-27 に対する回答

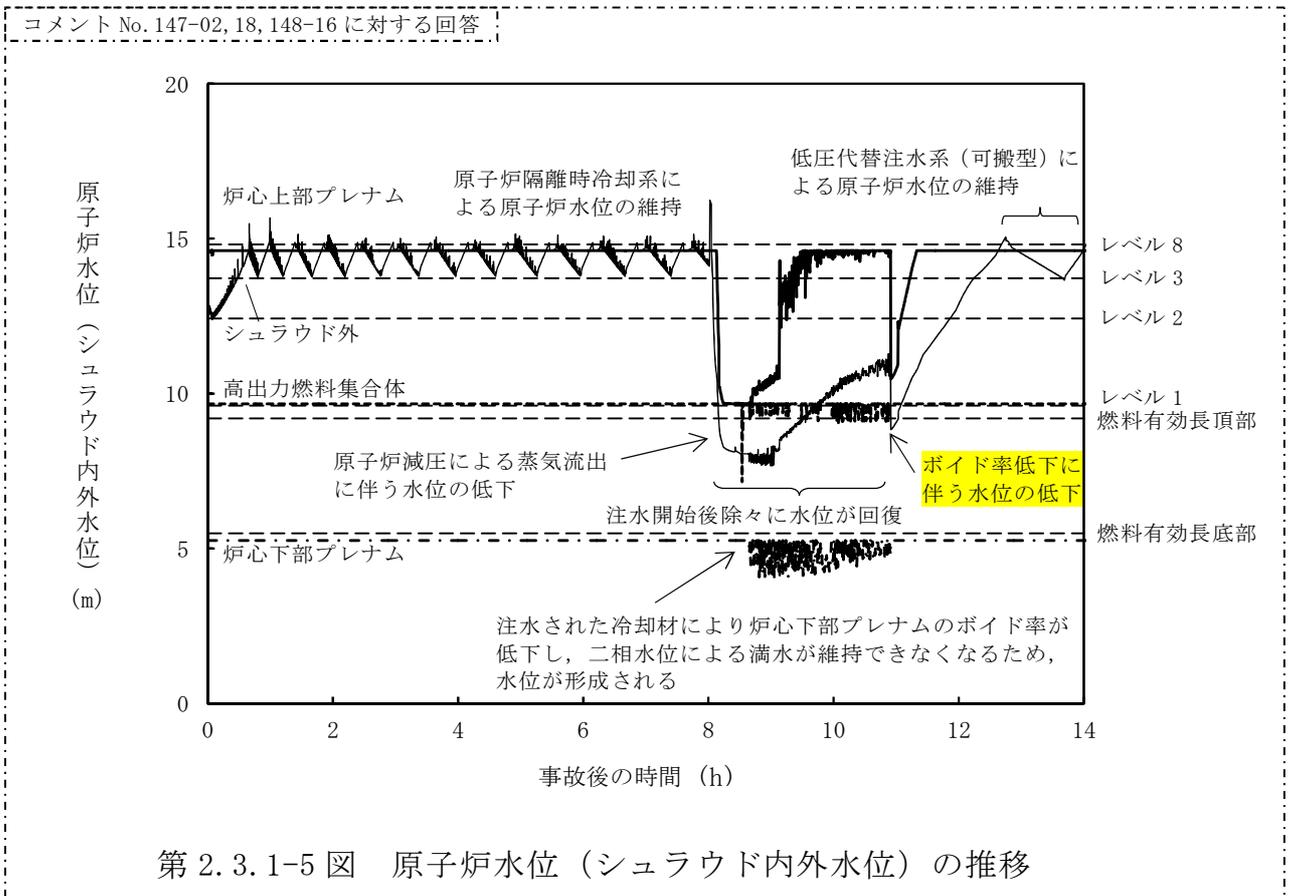
第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間(1/2)

全交流動力電源喪失（長期TB）				経過時間（時間）												備考		
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40					
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は他作業後移動してきた要員			操作の内容														
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持												
低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	10人 a~j	●アクセスルート復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備、代替淡水貯槽からのホース敷設等		170分												
	-	-	【2人】 a,b	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作		起動後、適宜監視												
	-	-	【2人】 c,d	●淡水貯水池B(A)から淡水貯水池A(B)への補給		60分												
タンクローリによる燃料補給操作	-	2人 C,D	2人 k,l	●原子炉注水のための系統構成		125分												
	-	-	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油		90分												タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
透かし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●透かし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作		1分												
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	-	【2人】 C,D	【2人】 (招集)	●原子炉注水の流量調整		系統構成後、適宜流量調整												
直流電源の負荷切り離し操作（現場）	-	1人 E	1人 m	●不要負荷の切り離し操作		50分												
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●受電前準備		35分												
	-	【1人】 E	【1人】 n	●受電前準備		70分												
代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	-	【1人】 E	【3人】 k,l,m	●格納容器スプレィのための系統構成		175分												
	-	-	2人 (招集)	●格納容器スプレィの流量調整		系統構成後、適宜流量調整												
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置5台起動及び緊急用母線への受電操作		15分												
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●緊急用高圧母線から非常用母線2C系への受電操作 ●非常用母線2C系から非常用母線2D系への受電操作		5分												
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作		4分												原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレィ又はサブプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施
				●残留熱除去系による原子炉注水		2分												
				●残留熱除去系による格納容器スプレィ操作及び原子炉注水の交互運転														
使用済燃料プールの冷却操作	-	-	-	●使用済燃料プールの冷却操作														使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも、プール水温度が80℃に到達するまでには1日以上時間余裕があるため、本操作は対応可能な要員にて実施する。
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	-	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作														対応可能な要員にて実施する
必要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	13人 a~m 及び招集6人															

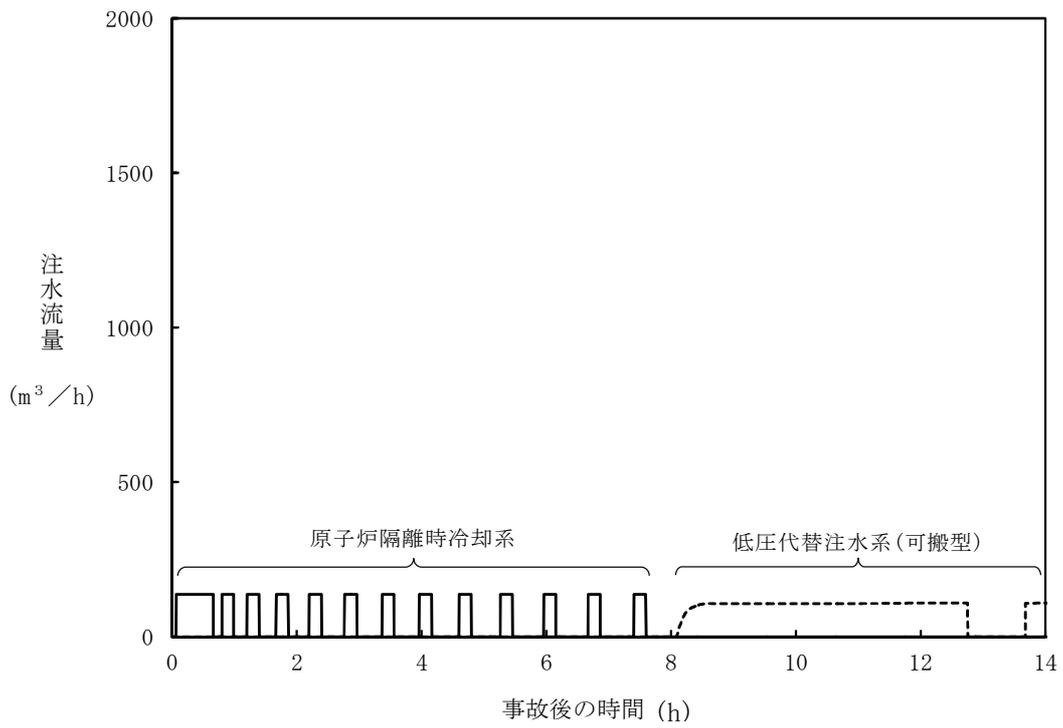
第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間(2/2)



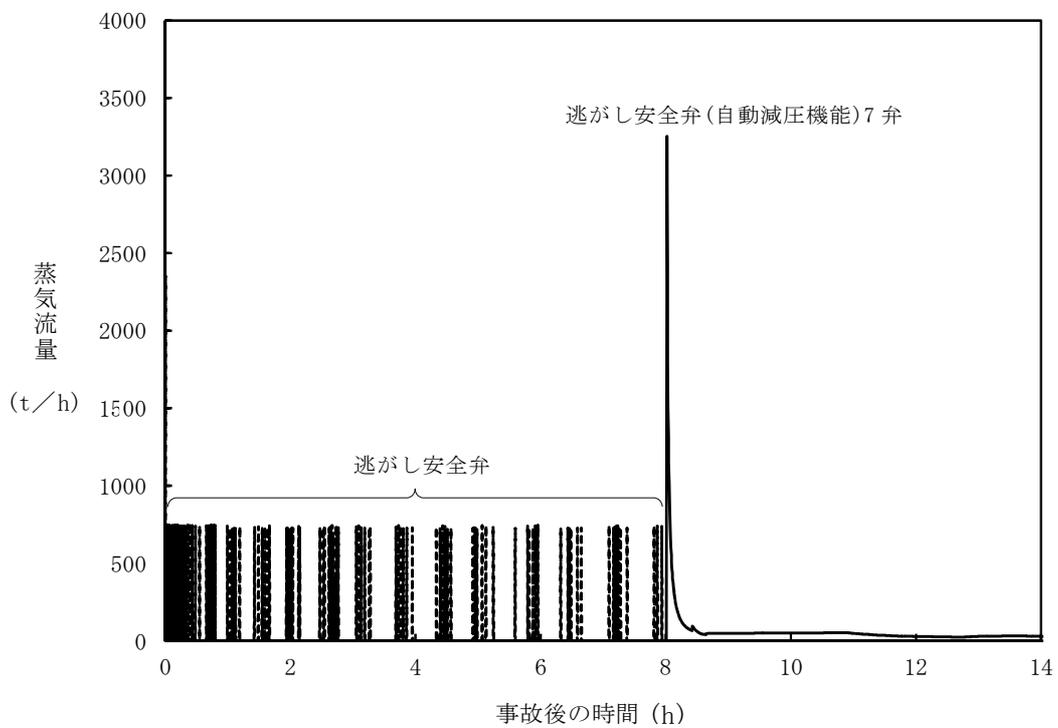
第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移



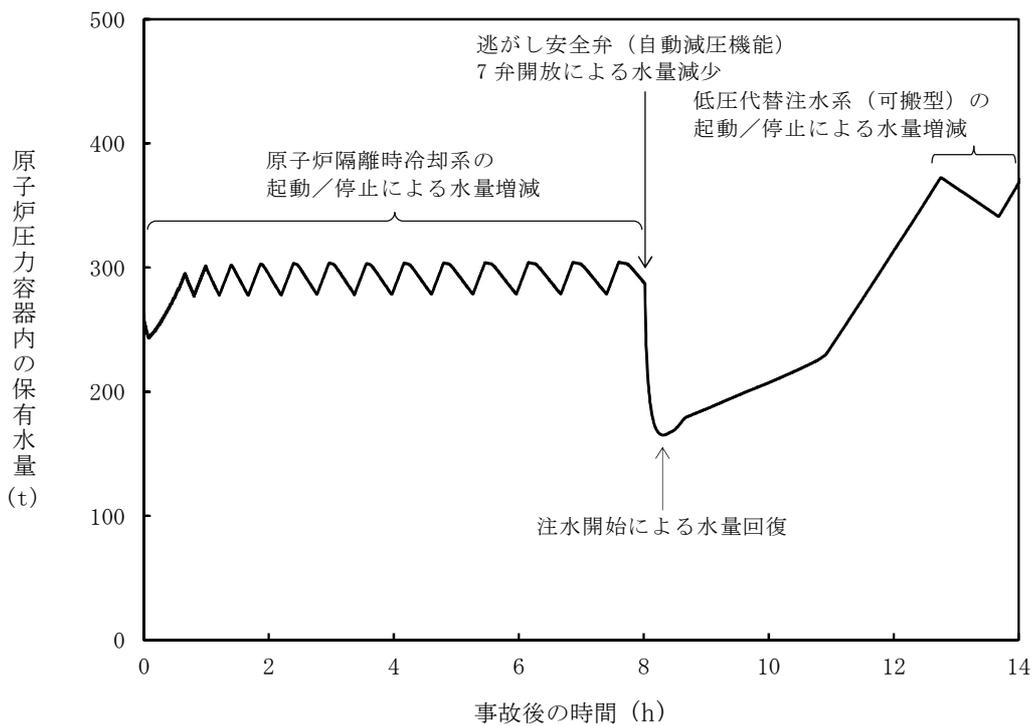
第 2.3.1-5 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



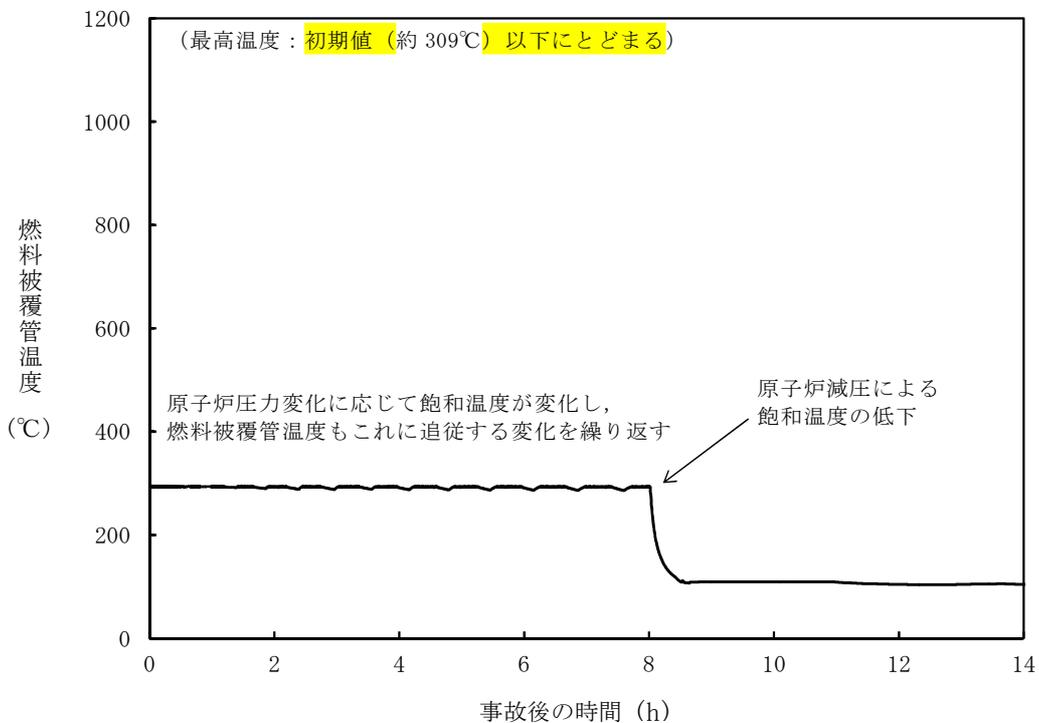
第 2.3.1-6 図 注水流量の推移



第 2.3.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

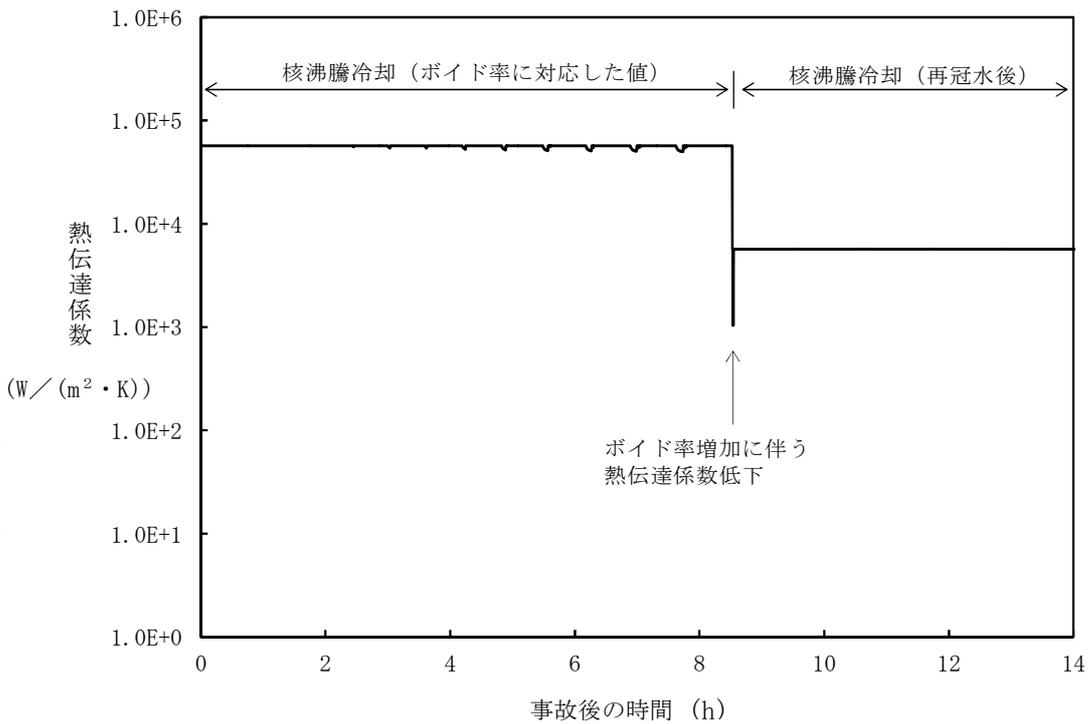


第 2.3.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



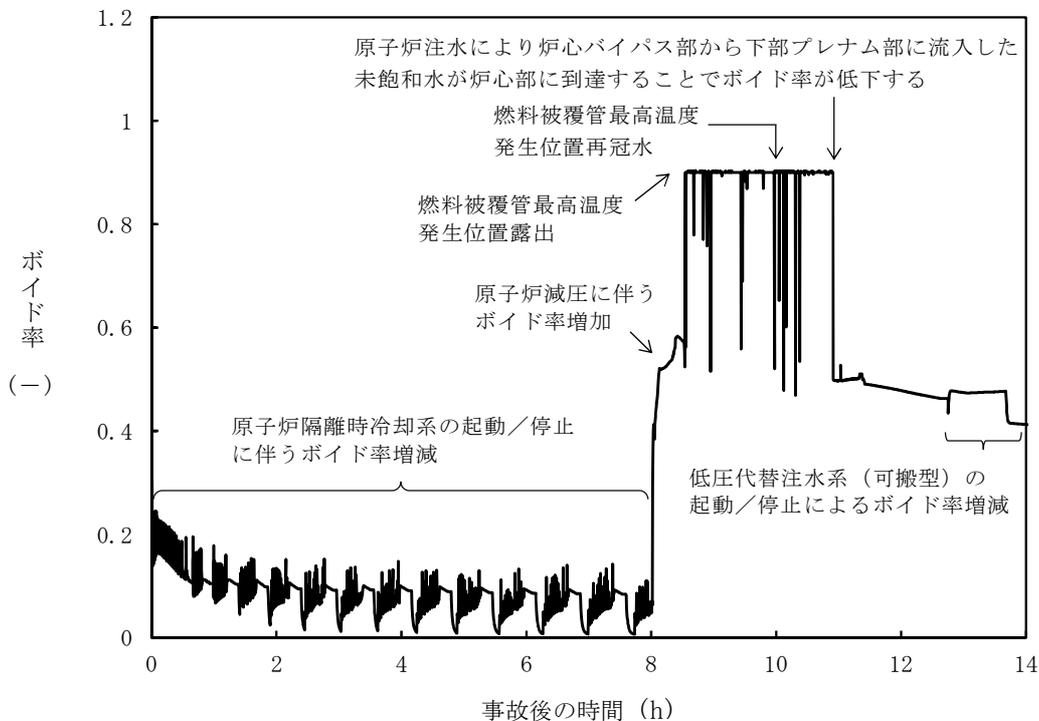
第 2.3.1-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答 :

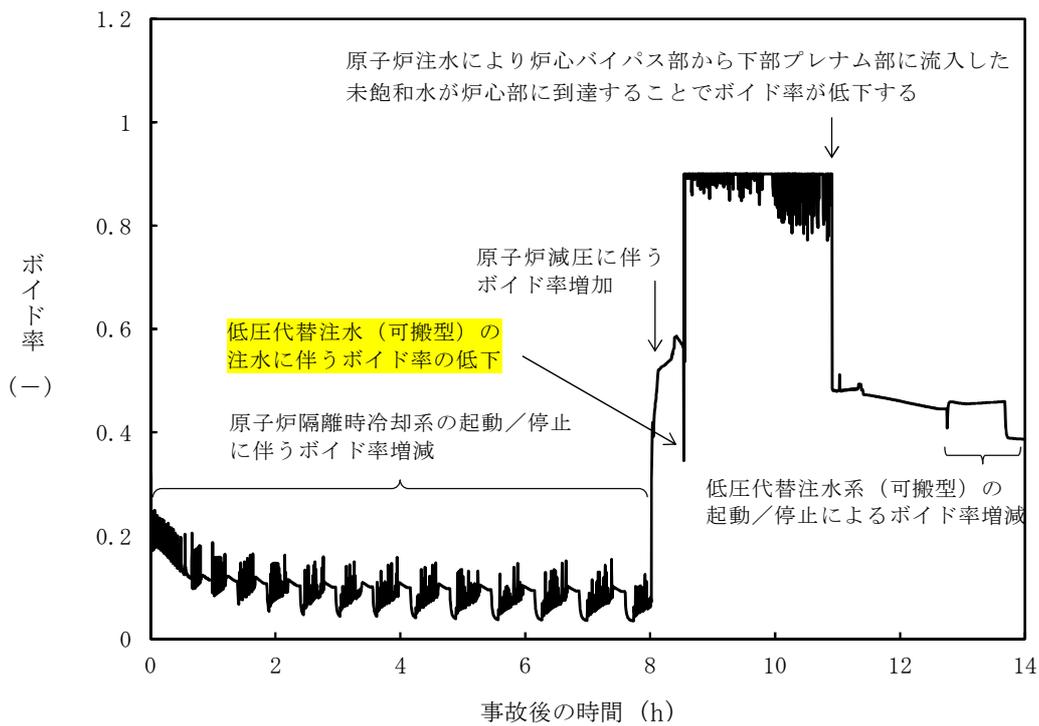


第 2.3.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

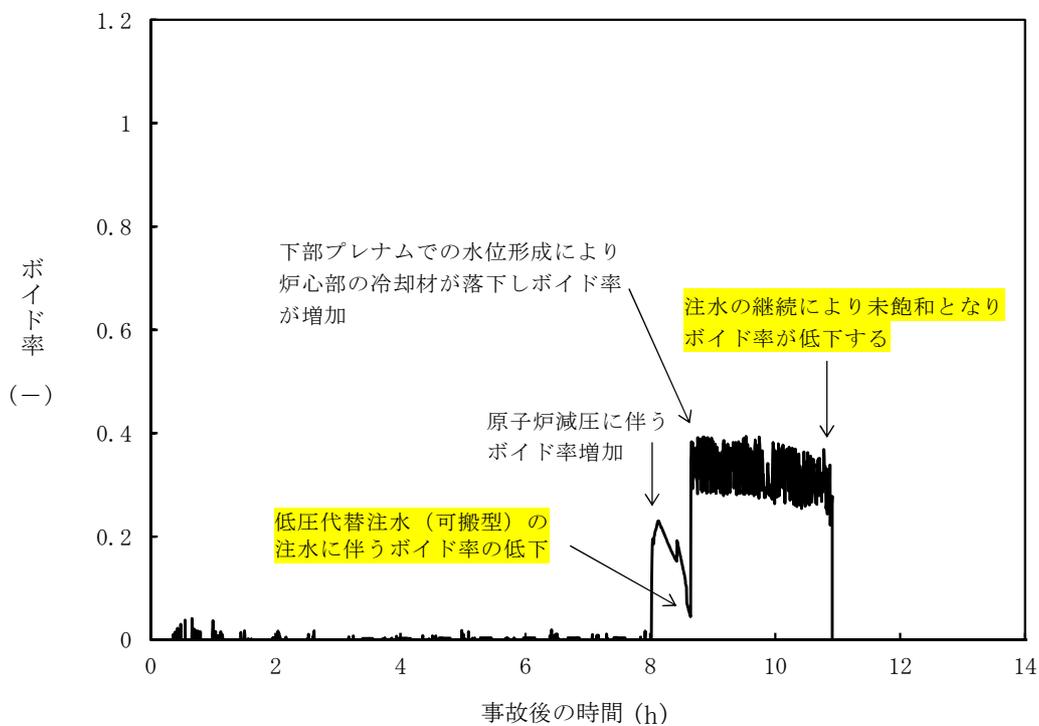
コメント No. 147-02, 05, 148-16 に対する回答 :



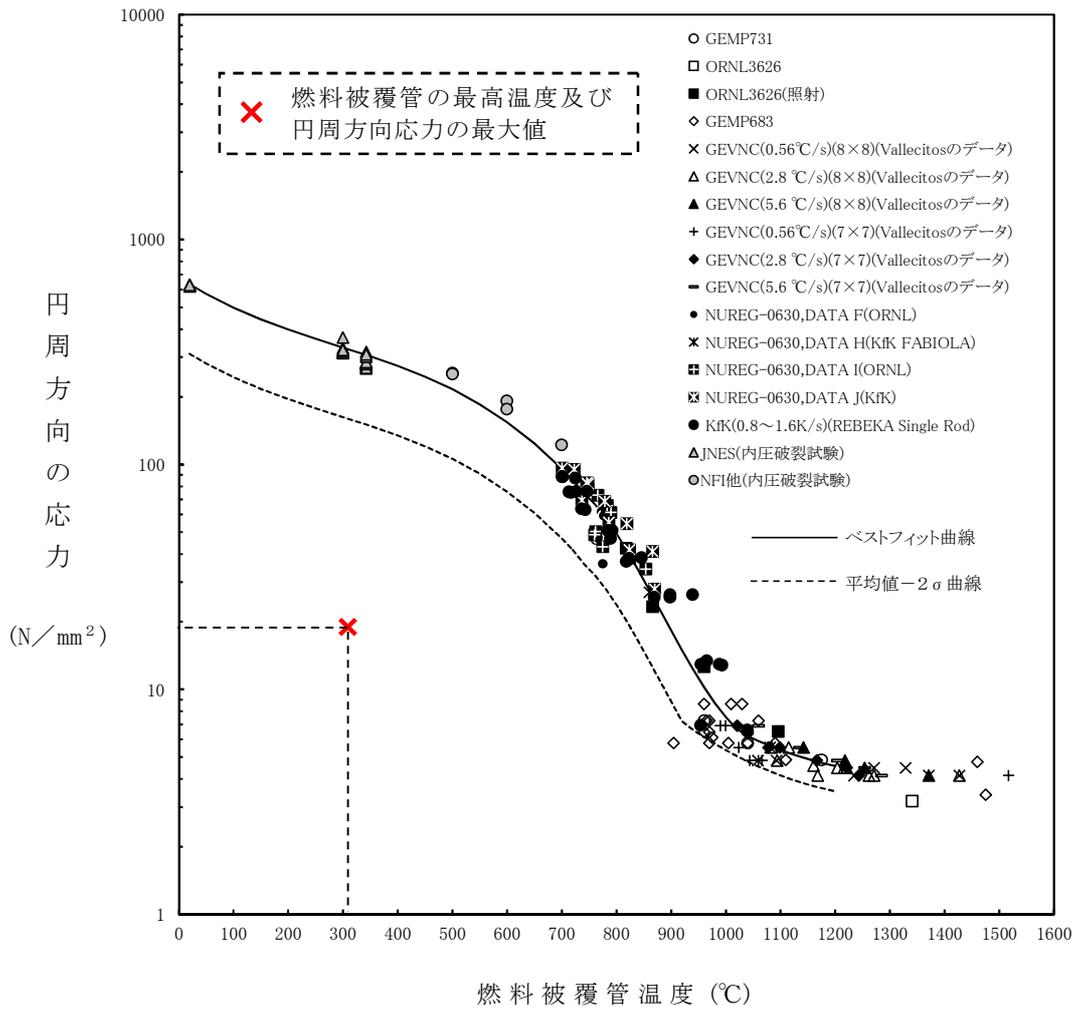
第 2.3.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



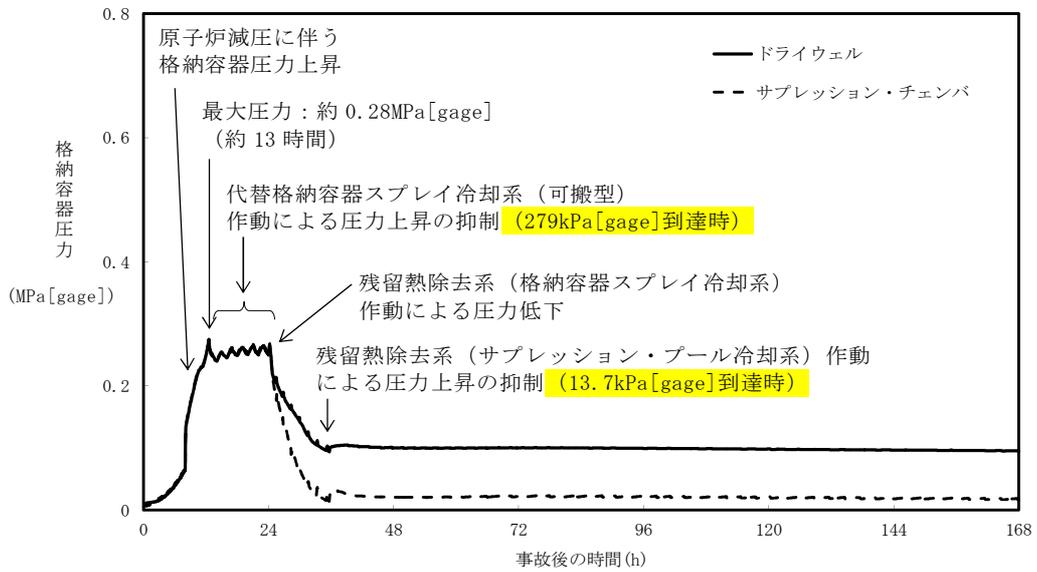
第 2.3.1-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



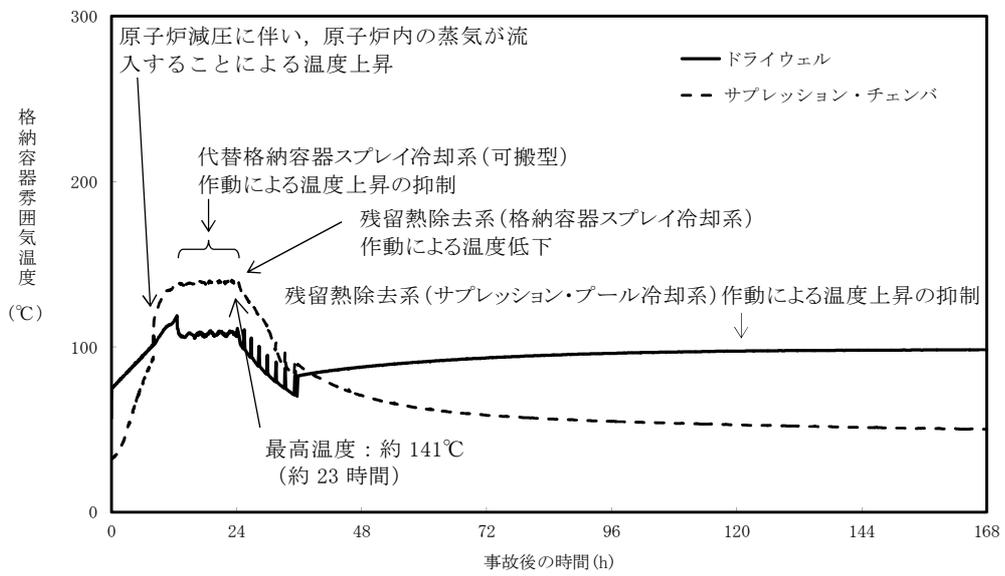
第 2.3.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.3.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した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

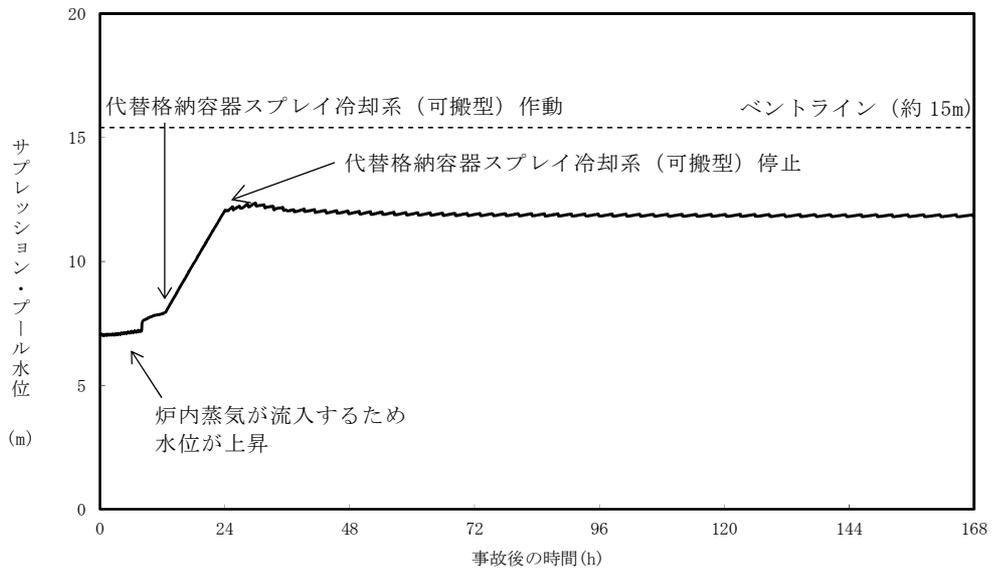


第 2.3.1-15 図 格納容器圧力の推移



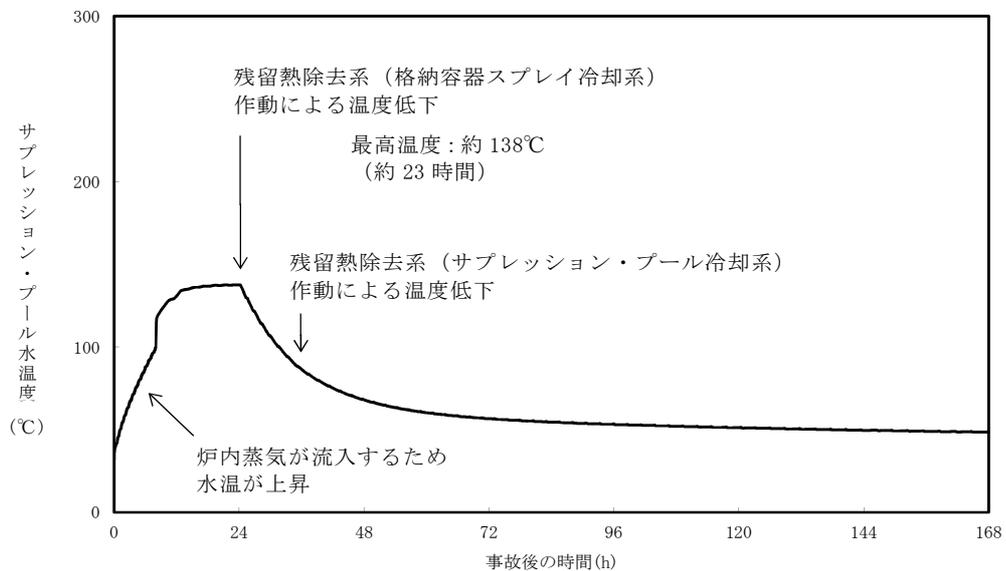
第 2.3.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移

コメント No. 147-05, 40 に対する回答



第 2.3.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移

コメント No. 147-05 に対する回答



第 2.3.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

コメント No. 150-17, 34 に対する回答

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の  
8 時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（長期 T B）時において，交流電源が喪失している 8 時間，原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水に期待している。

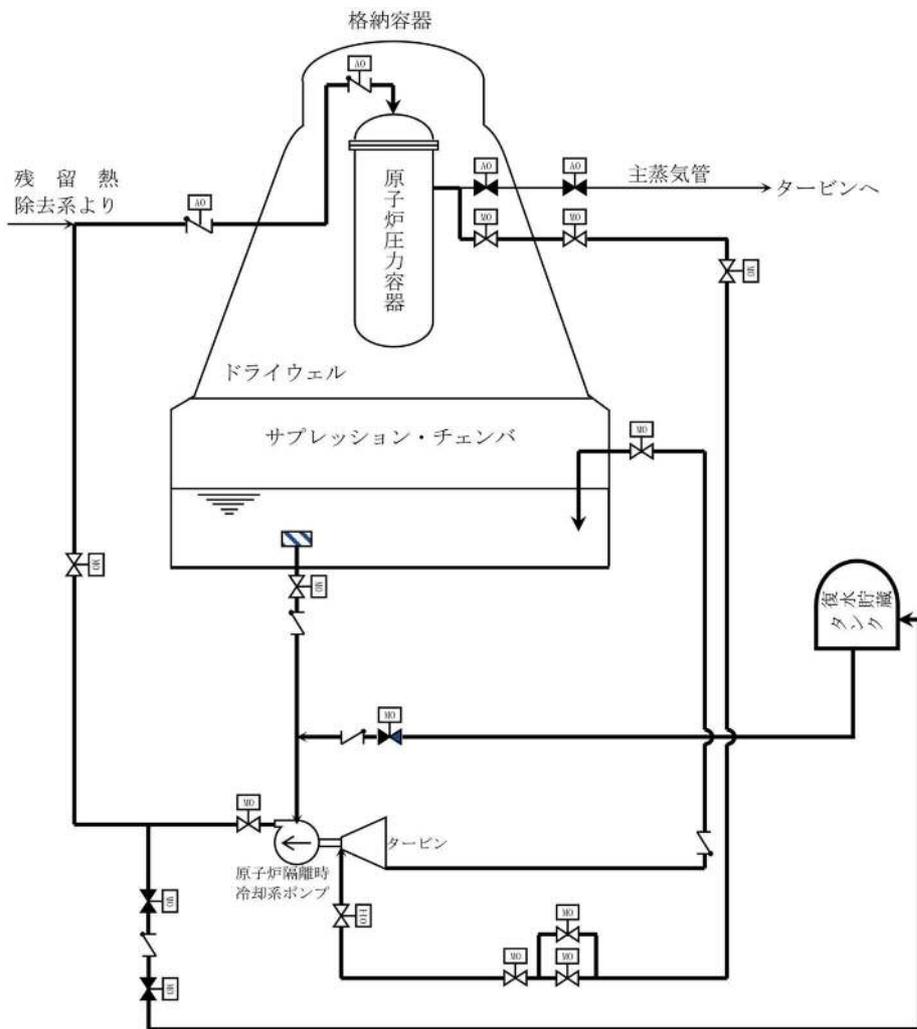
原子炉隔離時冷却系の起動から 8 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は，計測制御設備の他，電動弁，真空ポンプ及び復水ポンプの電動機である。第 1 図に原子炉隔離時冷却系の系統構成概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にも，サブプレッション・チェンバ圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇や原子炉隔離時冷却系室温度及び中央制御室温度の上昇が，原子炉隔離時冷却系の運転継続に影響することも考えられるため，その影響についても確認した（第 1 表参照）。

第 1 表に記載したそれぞれの要因は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考ええる。

第1表 全交流動力電源喪失（長期TB）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価

評価項目	影響概要	評価
サプレッション・プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により、原子炉隔離時冷却系ポンプのキャピテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	原子炉隔離時冷却系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合、事象発生後8時間での水温は約100℃となる。ポンプ軸受の潤滑油温度は、冷却器の設計上、潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温より $\square$ 高くなるが、潤滑油の許容温度である $\square$ 未満となるため、軸受の冷却が阻害されることはない。したがって、サプレッション・プールの温度上昇による原子炉隔離時冷却系の8時間運転継続への影響はない。
サプレッション・チェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため、サプレッション・チェンバ圧力0.172MPa [gage]にて、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロックが動作し、原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期TB）時のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から8時間後の圧力は約0.07MPa [gage]であり、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧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、サプレッション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ、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℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温が66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期TB）時の原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から8時間後の室温は約63.6℃（初期温度40℃）であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している66℃を下回る。したがって、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期TB）時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から8時間後の室温は約37.3℃であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。

添付2.3.1.1-2



第 1 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における

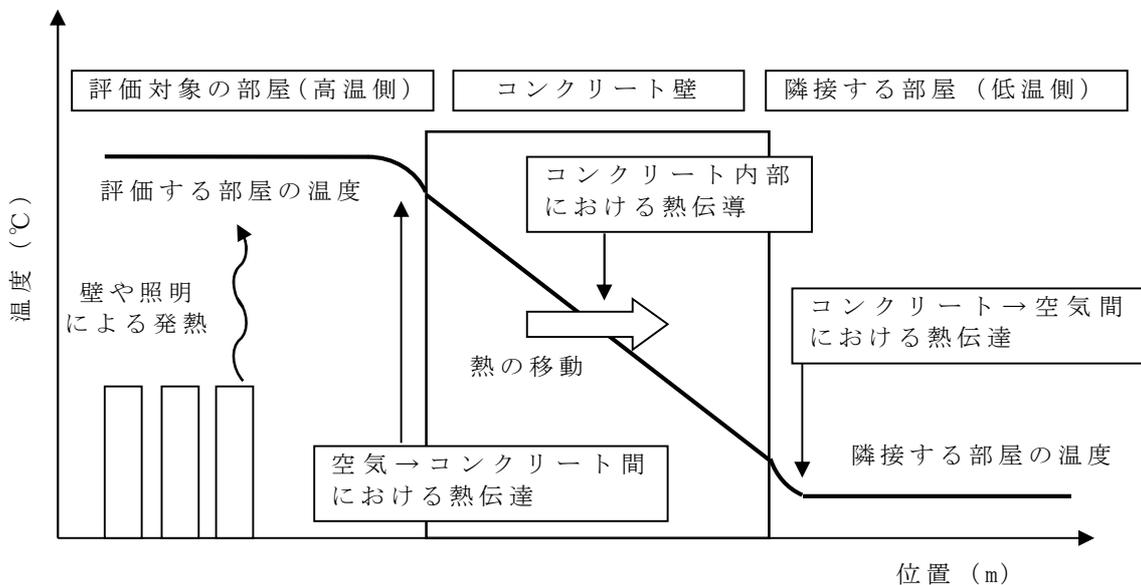
原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われな  
 ため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室温  
 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。

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



(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：

	中央制御室	原子炉隔離時冷却系 ポンプ室
発熱負荷[W]	28,959 (0~1h) 26,331 (1~8h)	※1
容 積[m <sup>3</sup> ]	2,774	556
空気熱容量[kJ/℃]	3,318.6	665.2
初期温度[℃]	26	40

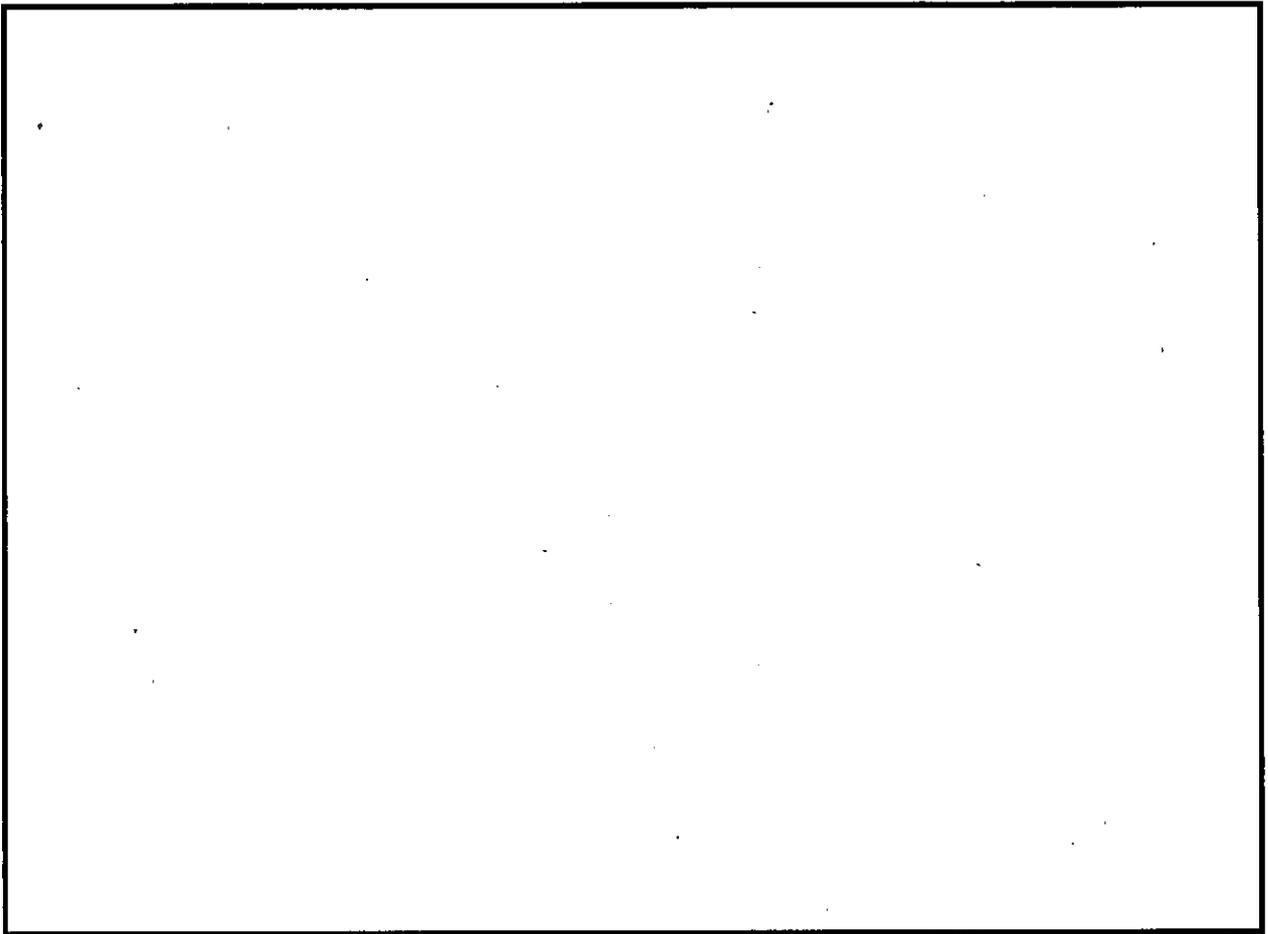
※1

時間 (時間)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱量 (kW)	14.6	14.6	14.6	14.7	15.7	16.7	17.7	18.4	19.5

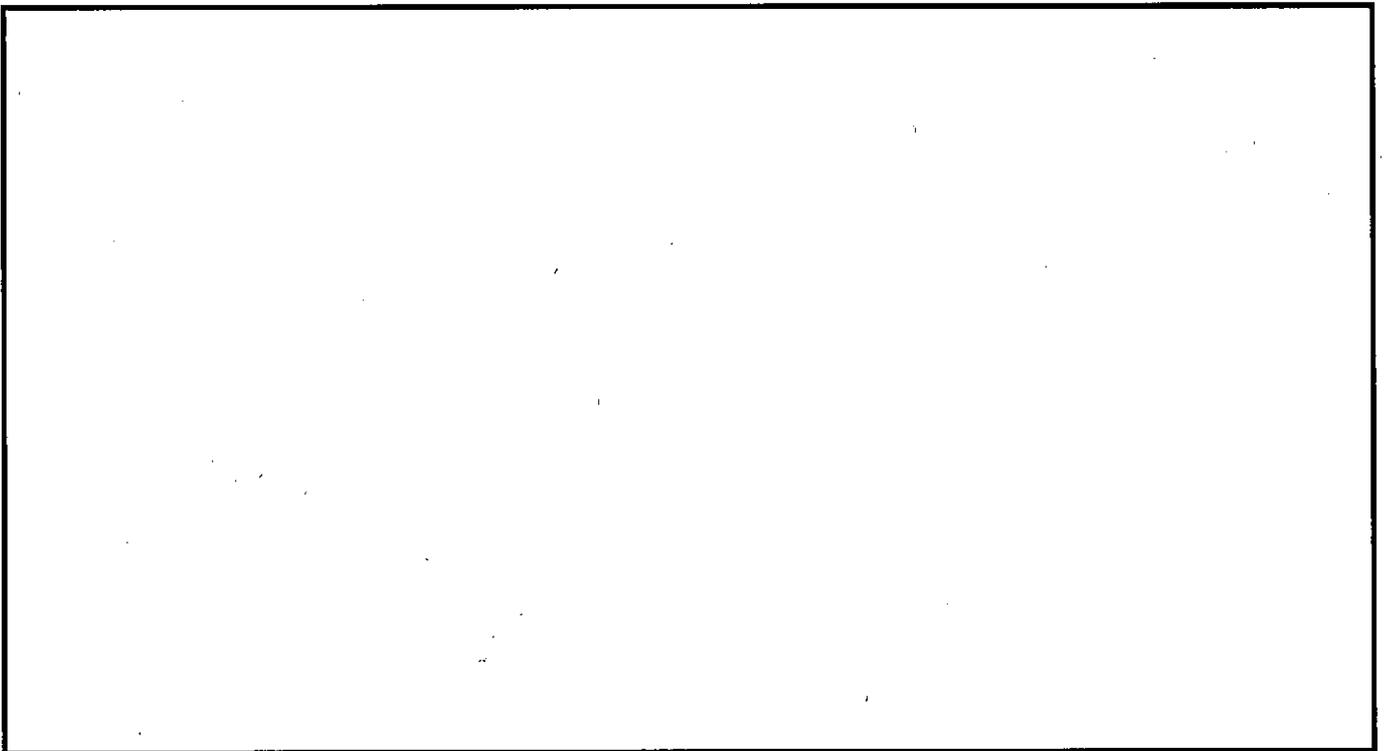
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア	40℃ (夏期設計室温)
MS トンネル室	60℃ (同上)
空調機械室	35℃ (夏期設計温度)
ケーブル処置室	35℃ (同上)
屋外	35℃ (外気設計温度 夏期)
地中	15℃
サブプレッション・チェンバ	

時間 (時間)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
温度 (℃)	32	48	59	67	74	81	88	93	100



第 2 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び隣接室の位置関係図



第 3 図 中央制御室及び隣接室の位置関係図

・コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m <sup>2</sup> ・℃)
鉛直壁面	2 <sup>*2</sup>
水平壁面（上向き）	3 <sup>*2</sup>
水平壁面（下向き）	0.5 <sup>*2</sup>
屋外	2 <sup>*3</sup>

※2：伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5℃、代表長さ5mにて算出した値

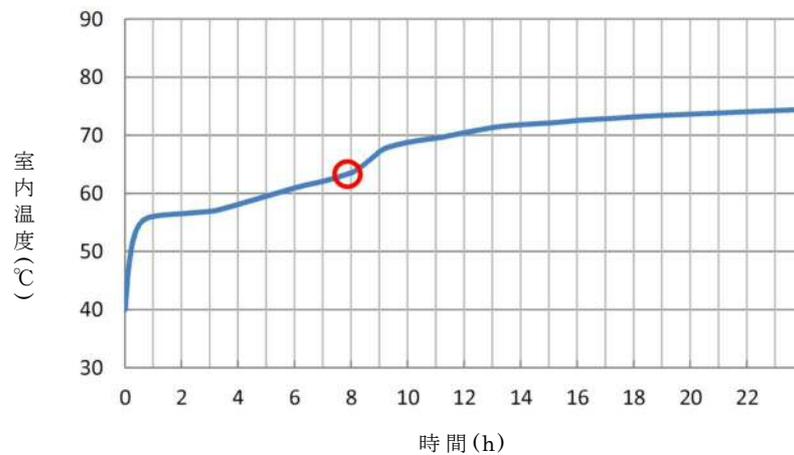
・コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値 <sup>*3</sup>
熱伝導率	1.6 (W/m・℃)
熱拡散率	5.3E-07 (m <sup>2</sup> /s)

※3：伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（長期TB）時において、事象発生8時後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約63.6℃、中央制御室の温度は約37.3℃となり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。



第4図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室温の推移図

コメント No.148-04 に対する回答

## 蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として、125V A系蓄電池、125V B系蓄電池、125V H P C S系蓄電池の3系統、中性子モニタ用蓄電池A系及びB系の2系統、常設代替直流電源設備として、緊急用直流125V蓄電池の1系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は、直流125V主母線盤2Aに接続されており、125V A系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、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内にて、電源供給開始から8時間後には現場分電盤にて負荷の手動切り離しを行うことで、その後16時間にわたり原子炉隔離時冷却系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約5,314Ahであることに対し、125V A系蓄電池の容量が6,000Ah<sup>\*1</sup>であることから、24時間<sup>\*2</sup>にわたり原子炉隔離時冷却系の運転継続のための電源供給が可能である。(第1図)

また、重大事故等の対応に必要な計装設備については、緊急用直流125V主母線盤に接続されており、緊急用直流125V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、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24時間<sup>\*1</sup>にわたり必要な計装設備に電源供給が可能である。

上記に必要な負荷容量が約3,039.6Ahであることに対し、緊急用

直流 125V 蓄電池の容量が 6,000Ah<sup>※1</sup>であることから、24 時間にわたり電源供給が可能である。(第 2 図)

※1 蓄電池容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下するため、蓄電池容量の算出にあたっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることから、必要容量に対して余裕を持った容量を設定している。

※2 全交流動力電源装置(長期 T B)においては事象発生 3 時間後、全交流動力電源喪失(T B P)においては事象発生 8 時間後に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉への注水に切り替えるが、蓄電池の容量評価を保守的に評価するため、高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

(1) 所内常設直流電源設備の仕様

名称：125V A系蓄電池

型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋附属棟中 1 階

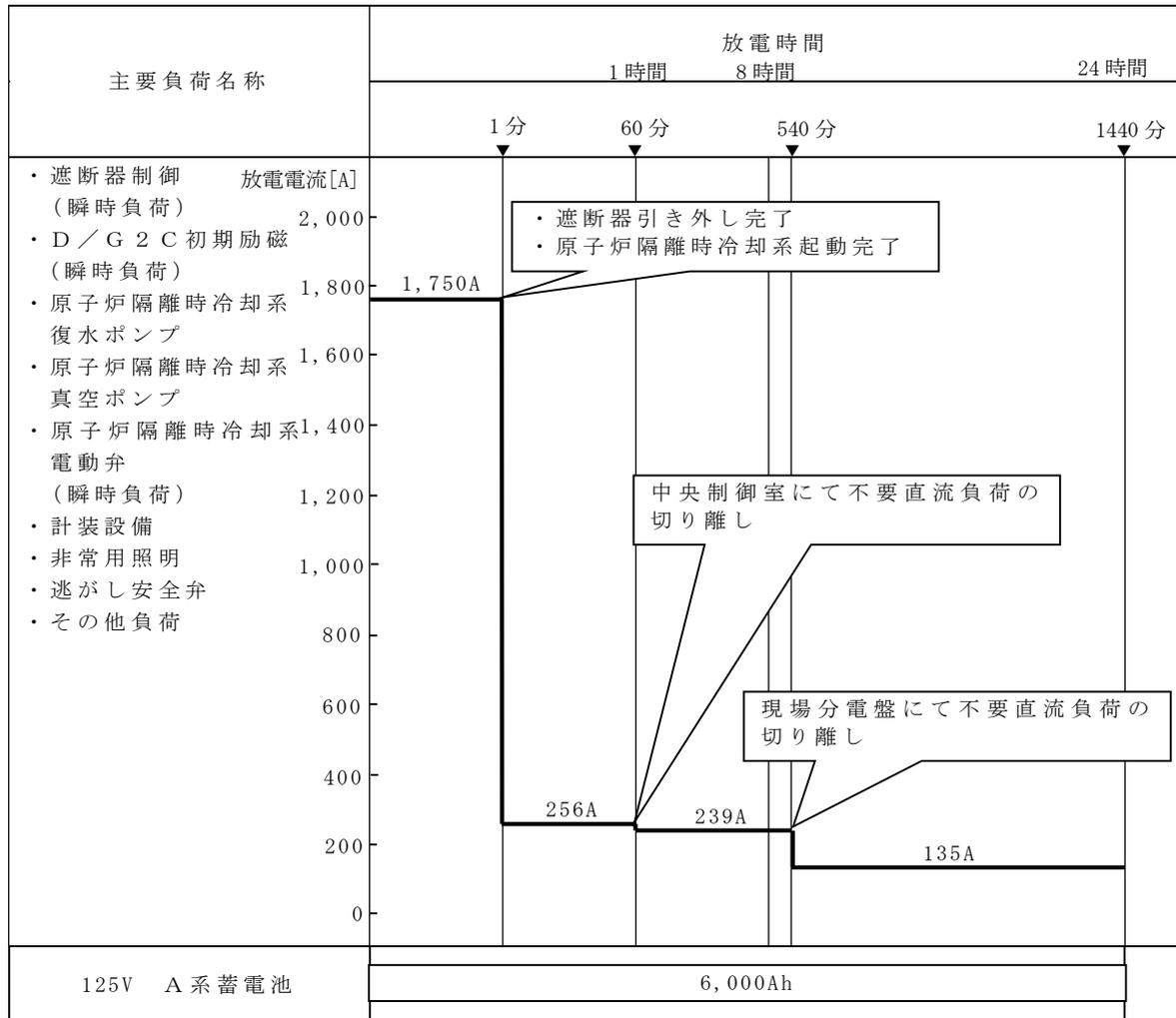
(2) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用直流 125V 蓄電池

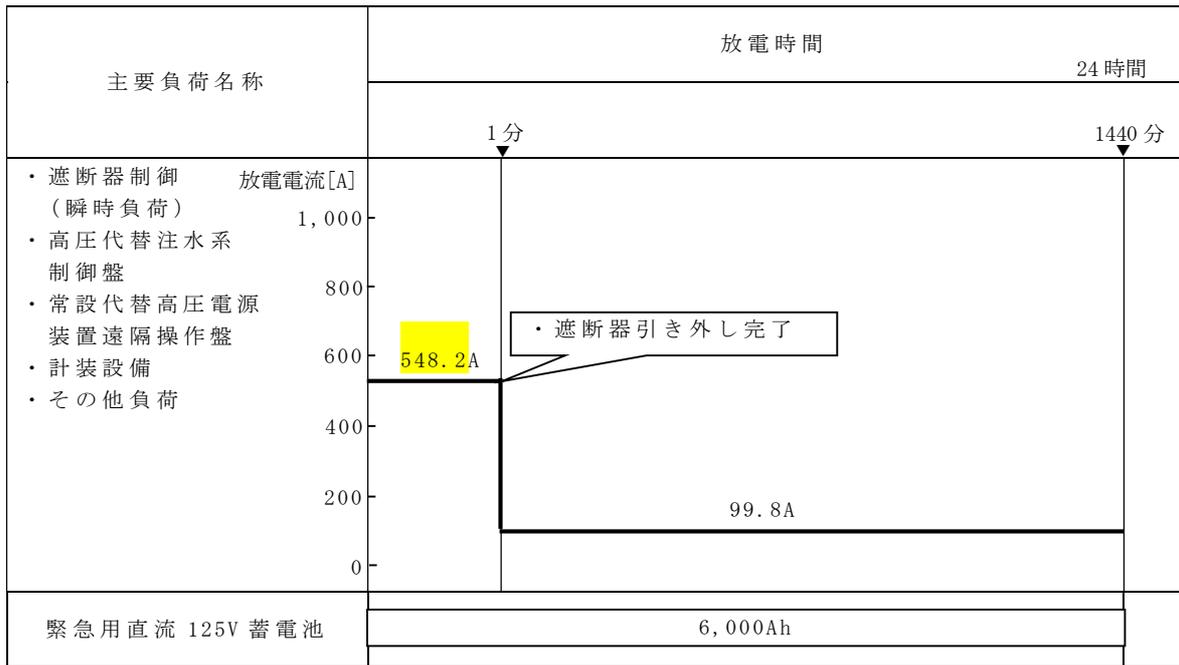
型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：屋内（常設代替高圧電源装置置場）



第 1 図 125V A系蓄電池 負荷曲線



第 2 図 緊急用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

## 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期 T B））

全交流動力電源喪失（長期 T B）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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に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：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，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に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の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心の冷却は維持され，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，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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℃を上回ることなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

コメント No. 148-21, 265-06, 07, 08 に対する回答

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期TB））

第 1-1 表 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）

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、沸騰遷移、気液熱非平衡	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とあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において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、有効性評価解析において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の判断基準に対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び発熱熱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温度を高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るが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び発熱熱の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータの判断基準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。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 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 (S A F E R) (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
炉心	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、実験結果とおおむ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、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系を注水手段として用いる事故シナリオ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、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉 圧力 容器	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	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ト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。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化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おおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間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は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表 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)

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。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉 压力容器	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)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	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、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験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よく一致することを確認した。C S T F 実験解析では、格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは実験体系に起因するものであり、実験体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力を操作開始の起点としている代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、C S T F 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは実験体系に起因するものであり、実験体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、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、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却				
	サブレーション・プールの冷却	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。

第2表 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 (1/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279～約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91～約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、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く、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+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎ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、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下 (レベル2) までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下 (レベル2) までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料 (A型)と9×9燃料 (B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料 (A型)及び9×9燃料 (B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9燃料 (A型)及び9×9燃料 (B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるこのため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

添付2.3.1.4-4

第2表 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 (2/4)

項目	解析条件の不確かさ		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	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2~4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25~58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部：約 4,092m <sup>3</sup> ~約 4,058m <sup>3</sup> 液相部：約 3,308m <sup>3</sup> ~約 3,342m <sup>3</sup> (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位 -4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15~約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。

添付 2.3.1.4-5

第2表 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 (3/4)

項目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定	—	—
	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ことを想定	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。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) にてスクラムするものとして設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86～1.04MPa[gage]において)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86～1.04MPa[gage]において)	設計値を設定。原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (低圧注水系)	最小流量特性 ・注水流量: 0～1,676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0～1.55MPa[dif]	・注水流量: 0～1,676m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力: 0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であり、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータの判断基準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・プール水冷却系)	熱交換器 1 基あたり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において)	熱交換器 1 基あたり約 43MW 以上 (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃以下において)	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度が低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、これらのパラメータを起点とする運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度が低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表 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 (4/4)

項目	解析条件の不確かさ		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				
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量: 0~110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0~1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) 定格流量特性 ・注水流量: 0~110 m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力: 0~1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 50 m <sup>3</sup> /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 50 m <sup>3</sup> /h以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	スプレイ流量: 130m <sup>3</sup> /h (一定)	スプレイ流量: 130m <sup>3</sup> /h以上	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ペントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ペント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa[gage] 385.2~410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa[gage] 385.2~410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉減圧操作時) 自動減圧機能付き逃がし安全弁7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉減圧操作時) 自動減圧機能付き逃がし安全弁7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ペント管真空破壊装置作動差圧	作動差圧: 3.45kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧: 3.45kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m <sup>3</sup>	約 9,300m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池+代替淡水貯槽)	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源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 1,010kL	約 1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、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。	—	

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/5）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	直流電源の負荷切離し操作	事象発生から8時間後	<p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の交流電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断し、常設代替高圧電源装置による緊急用母線及び非常用母線の受電を開始し、これに失敗した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を合わせて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を合わせて2分を想定している。また、重大事故等対処設備の故障は想定しないが、常設代替高圧電源装置の起動操作時間として4分を想定する。よって、認知時間として余裕時間を合わせて16分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場操作のため、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を合わせて50分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切り離し操作は、不要な負荷への給電を遮断する操作であり、その他の操作との並列操作が可能である。</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>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を合わせて設定していることから、準備の完了は解析上の操作開始条件よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切り離し操作は、事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切り離しは、移動も含め所要時間を50分想定しているところ、訓練実績等では約41分であり、想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

添付2.3.1.4-8

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (2/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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	
<p>操作条件</p>	<p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）</p>	<p>事象発生から8時間1分後</p>	<p>実際には、低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。アクセスルートの復旧（がれき撤去）に25分、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等として移動も含め145分を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員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いことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水に移行するまでの期間は、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分想定している。アクセスルートの復旧（がれき撤去）に25分以内に実施可能であり、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約124分。原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分想定しているところ、訓練実績等では約113分、逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、所要時間を1分想定しているところ、訓練実績等では約1分。想定している範囲内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。</p>

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (3/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	<p>可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する招集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 招集要員の招集まで120分を想定している。また、燃料補給に用いるタンクローリは車両であり、招集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員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いことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約82分。また、以降、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おり、許容時間210分のところ、訓練実績等により約25分。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。

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (4/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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	
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa [gage] 到達時	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力(310kPa[gage])に対する余裕を考慮し設定</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準(サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage])に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉注水の流量調整を並列して実施する場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)は、低圧代替注水系(可搬型)とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員(現場)及び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 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、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この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、評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事象発生約 13 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系(可搬型)と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を 8 時間後と想定していることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 118 分。想定している範囲内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。</p>

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (5/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作	事象発生 24 時間 10 分後	<p>常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>【認知】 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後, 連続して操作を実施するため, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく, 認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 要員配置が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, 移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として 4 分, 残留熱除去系による原子炉注水操作として 1 分を想定し, 余裕時間を含めて操作時間として 5 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり, 操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く, 操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが, 異なる運転員による対応が可能であることから, 他の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, 誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作所要時間は, 余裕時間を含めて設定していることから, 実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが, この場合には格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され, 評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>非常用母線の受電後に実施するものであり, 評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としていることから, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため, シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作は所要時間を 5 分想定しているところ, 訓練実績では, 約 4 分。想定範囲内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>

添付 2.3.1.4-12

## 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

## 1. 逃がし安全弁について

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

## (1) 逃がし弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し、アクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

## (2) 安全弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、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ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化に対しても、原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS機能」という。）は、非常用炉心冷却系の一部であり、「原子炉水位異常低下（レベル1）」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弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力をすみやかに低下させて、低圧注水系の早期の注水をうながす。18個の逃がし安全弁のうち、7個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

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

第1表に、逃がし安全弁の吹出し圧力を示す。

第1表 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹出し圧力

(逃がし弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考 <sup>※1</sup>
7.37	2	354.6	D, N
7.44	4	357.8	E, G, P, U
7.51	4	361.1	H, J, M, V
7.58	4	364.3	A, C, F, S
7.65	4	367.6	B, K, L, R

(安全弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h) <sup>※2</sup>	備考 <sup>※1</sup>
7.79	2	385.2	D, N
8.10	4	400.5	E, G, P, U
8.17	4	403.9	H, J, M, V
8.24	4	407.2	A, C, F, S
8.31	4	410.6	B, K, L, R

※1：囲み文字は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

※2：吹出し圧力×1.03において

## 2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

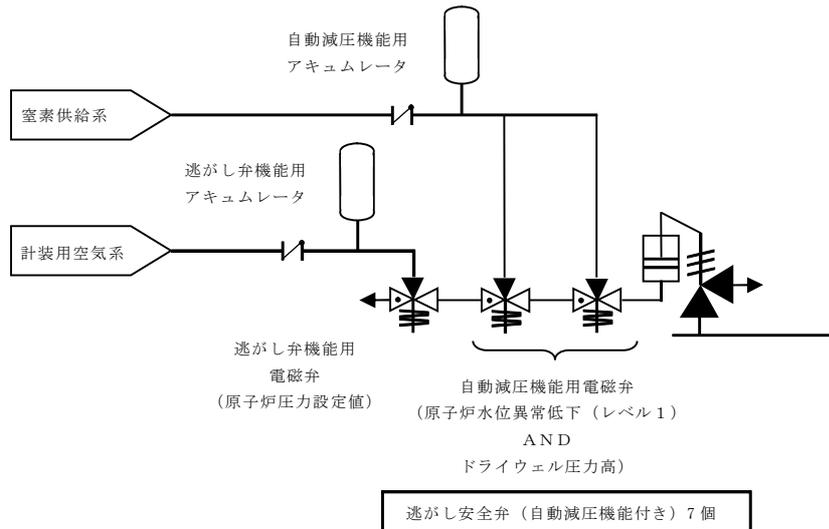
逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、  
「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のために窒素を供給し  
てアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（ADS機能付き）  
及び逃がし安全弁（ADS機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を  
示す。

第2表 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

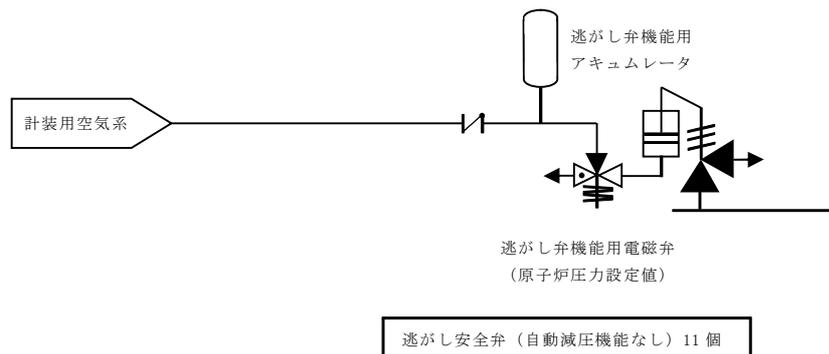
	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (ADS機能付き)	1回 (ドライウエル最高使用圧力 (310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage])以下)	ADS機能用 アキュムレータ (250リットル)	第1図 参照
	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage])以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5リットル)	
逃がし安全弁 (ADS機能なし)	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage])以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5リットル)	第2図 参照

逃がし安全弁のアクムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等で構成され、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は高圧窒素ガスポンベ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列からなる高圧窒素ガス供給系（非常用）より供給される。また、常用系と非常用系との間にはタイラインを設け、通常時は非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。第3図に系統構成図を示す。

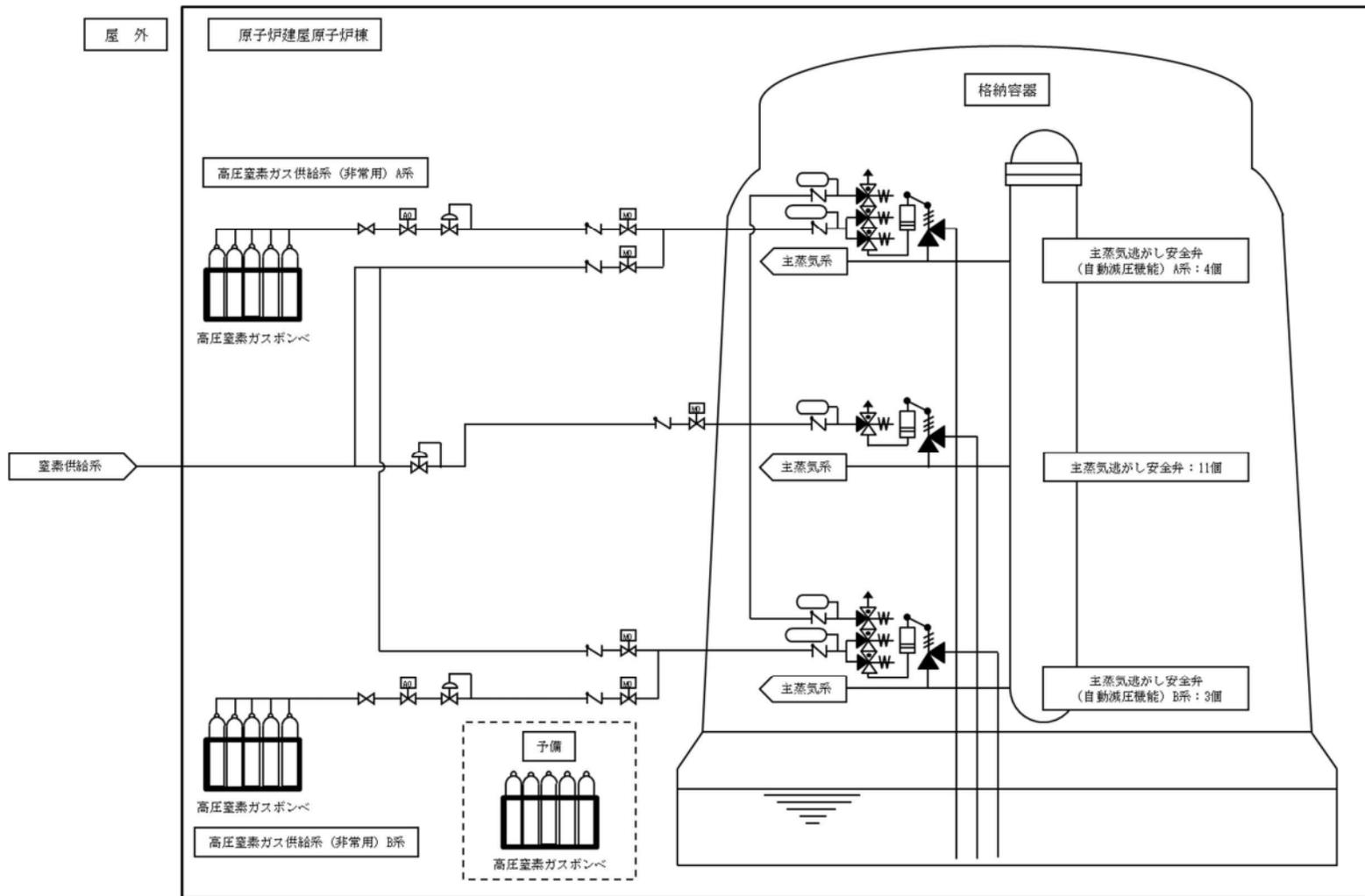
LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ADS機能付き）のアクムレータに窒素ガスを供給する。このとき、常用系が健全であれば常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用系（窒素ガスポンベ）から供給する。



第1図 逃がし安全弁（ADS機能付き）概略図



第2図 逃がし安全弁（ADS機能なし）概略図



第 3 図 高圧窒素ガス供給系 (非常用) 系統概要図

高圧窒素ガスポンベの容量は、自動減圧機能付き逃がし安全弁 7 弁（A系 4 弁，B系 3 弁）を開弁させた後，7 弁を 7 日間開保持させるために必要な窒素ガス量を基に，必要ポンベ本数を確保している。

1 系列あたりの必要ポンベ本数は以下のとおり。

**【窒素ガス消費量】**

高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列を重大事故等の供給圧力まで加圧するための消費量	:	385 [NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列 4 弁を開動作するための消費量	:	1454 [NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列 4 弁を 7 日間開保持するための消費量	:	19032 [NL]
		合計 : 20871 [NL]

**【高圧窒素ガスポンベによる供給量】**

$$\begin{aligned}
 S_b &= \frac{(P_1[\text{MPa}(\text{abs})] - P_2[\text{MPa}(\text{abs})])}{P_N[\text{MPa}(\text{abs})]} \times V_b[\text{L/本}] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(P_1[\text{MPa}[\text{abs}]] - P_2[\text{MPa}[\text{abs}]])}{0.101325[\text{MPa}[\text{abs}]]} \times V_b \left[ \frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(14.8 [\text{MPa}[\text{abs}]] - 5.1 [\text{MPa}[\text{abs}]])}{0.101325[\text{MPa}[\text{abs}]]} \times 46.7 \left[ \frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= 4,471[\text{NL/本}] \times M[\text{本}]
 \end{aligned}$$

ここで，

$S_b$  : ポンベによる供給量 [NL]

$P_1$  : ポンベ初期充填圧力 = 14.8 [MPa (abs) ]

$P_2$  : ポンベ交換圧力 = 5.1 [MPa (abs)]

$P_N$  : 大気圧 = 0.101325 [MPa (abs) ]

$V_b$  : ポンベ容量 (46.7[L/本])

$M$  : 必要ポンベ本数[本]

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 ( $S_b$ ) が必要であり,

$$S_b > 20,781$$

上記の関係式より

$$4,471 \times M > 20,781$$

$$M > 4.7 \text{ [本]} \rightarrow 5 \text{ [本]}$$

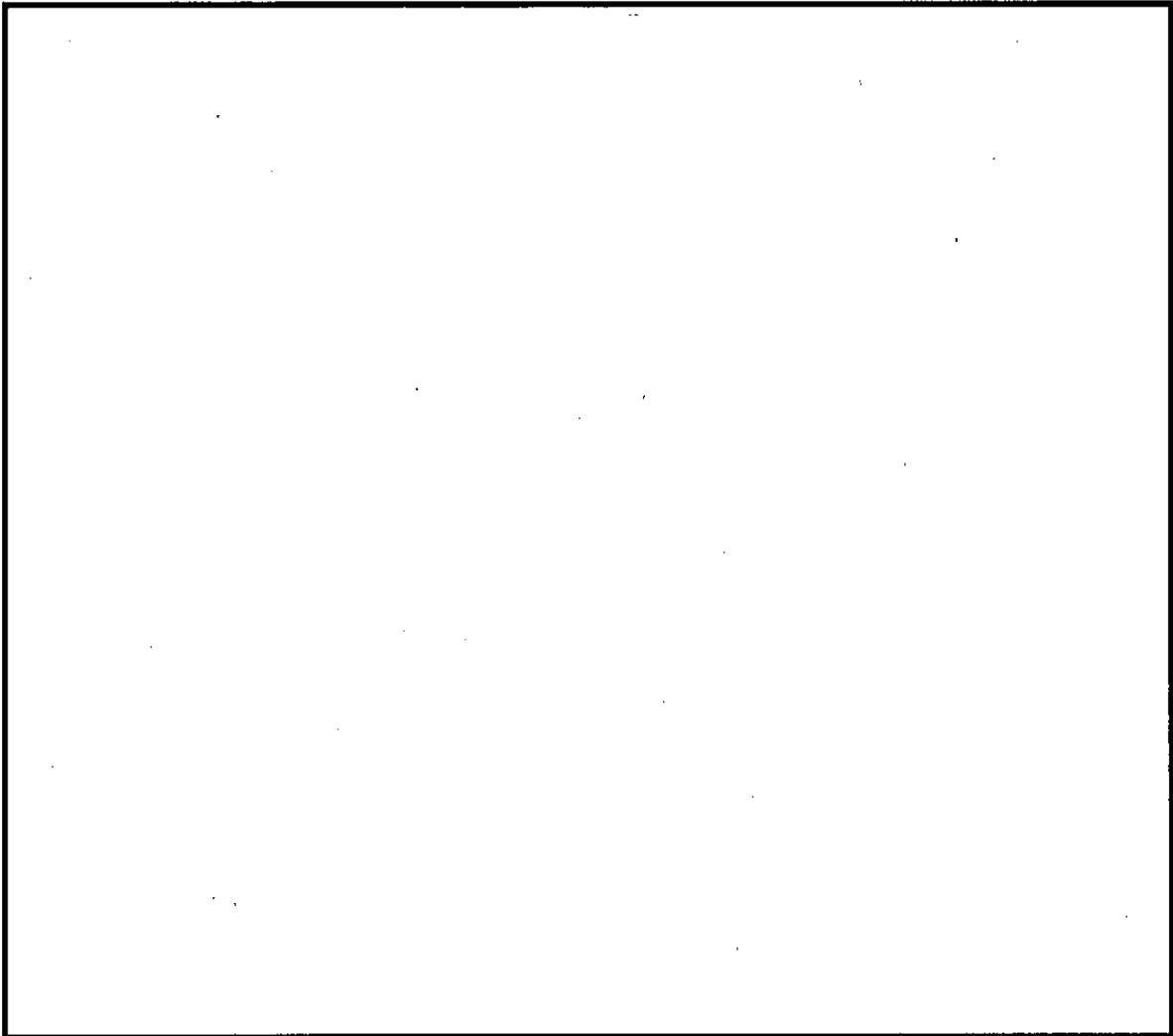
高圧窒素ガス供給系 (A系 : 5本, B系 : 5本) 及び予備の高圧窒素ガスポンベ (10本) とともに必要容量を確保している。

### 3. 原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響

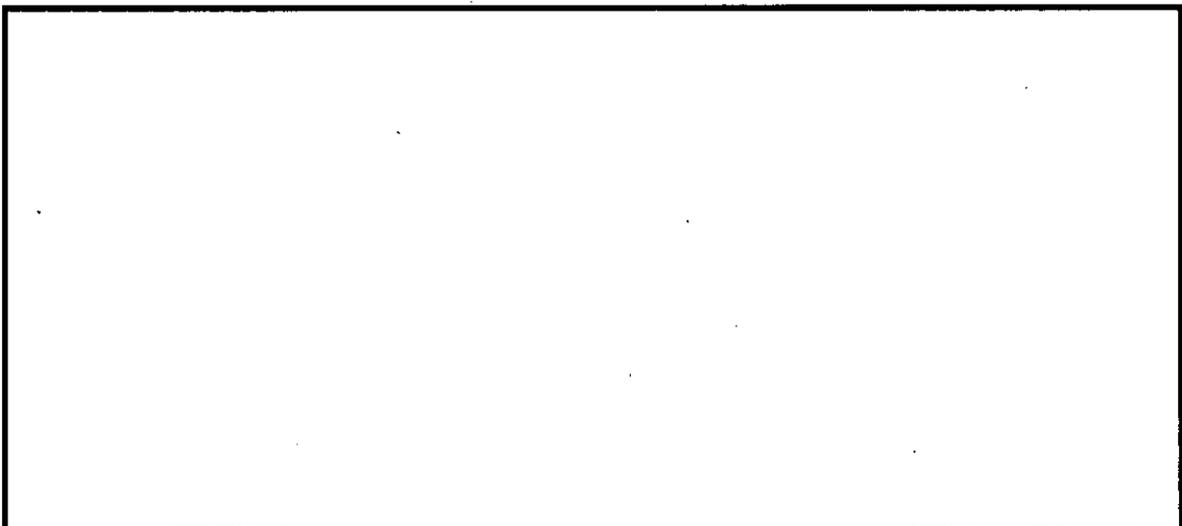
「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第5部 MAAP 別添1(補足) 圧力抑制プール(S/C)の温度成層化の影響について」(以下「解析コード資料」という。)にて、温度成層化の発生の可能性について、福島事故を踏まえた考察をまとめている。

第4図及び第5図に示すとおり、東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ(Xクエンチャ)及び原子炉隔離時冷却系の排気スパージャの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉と同様な位置関係である。また、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には、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、サプレッション・プールの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減圧状態を維持して低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する場合には、温度成層化の発生の可能性はあるが、逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション・チェンバの底部から約2.2m程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所2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。



第4図 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



第5図 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

7日間における水源の対応について  
(全交流動力電源喪失(長期TB))

1. 水源に関する評価

① 淡水源(有効水量)

- ・代替淡水貯槽：約 4,300m<sup>3</sup>
- ・淡水貯水池：約 5,000m<sup>3</sup> (約 2,500m<sup>3</sup> × 2基)

2. 水使用パターン

① 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後、定格流量で代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水系(可搬型)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)設定点から原子炉水位低(レベル3)設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を停止する。

② 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後、代替淡水貯槽を水源とした格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを停止する。

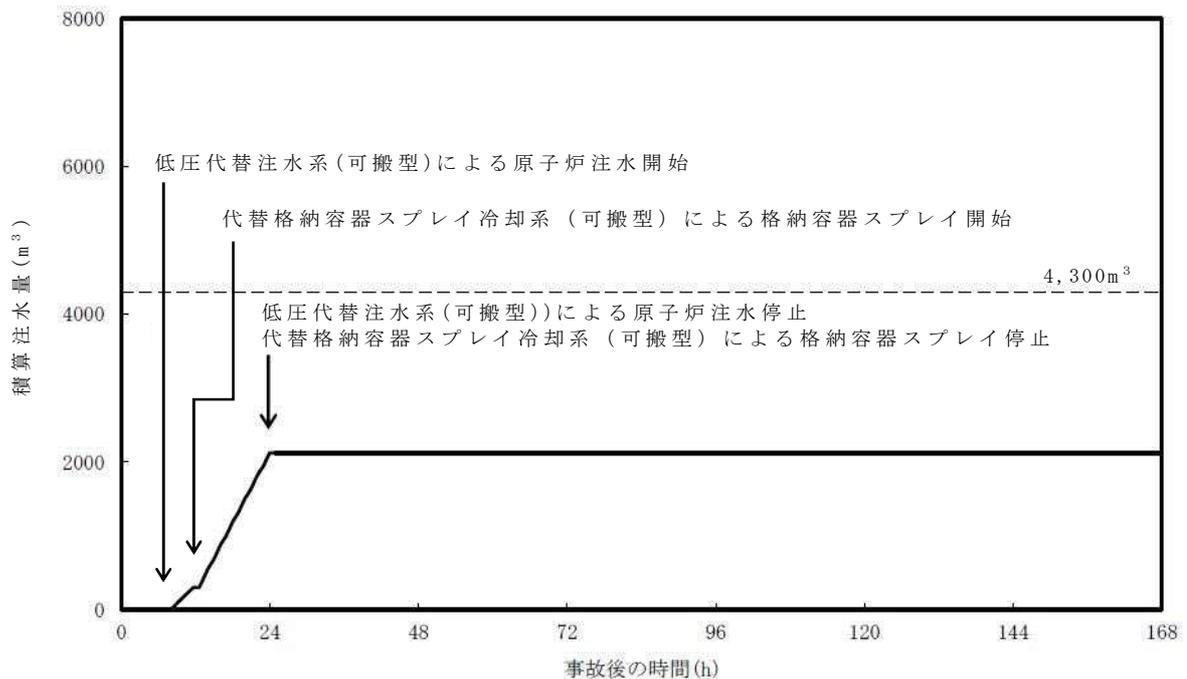
### 3. 時間評価

事象発生から低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 2,130m<sup>3</sup> である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,130m<sup>3</sup> 必要と

なるが、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 5,000m<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。

7 日間における燃料の対応について  
 (全交流動力電源喪失 (長期 T B))

事象: 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。

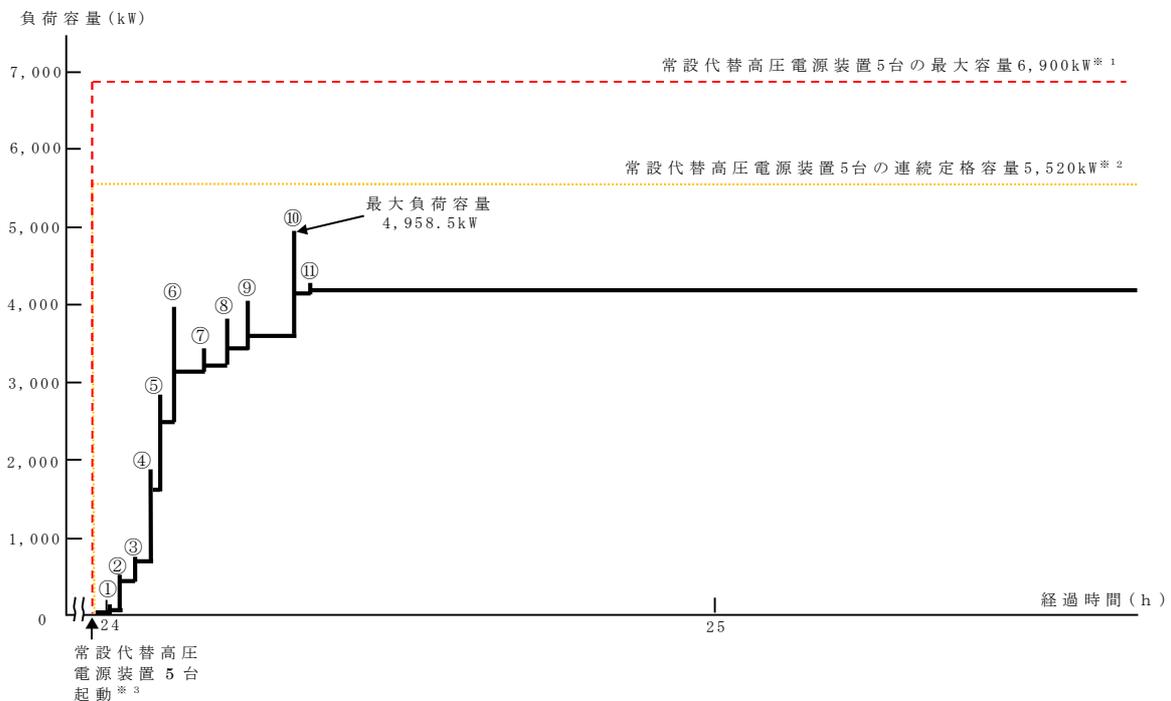
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ系 (可搬型)) $218\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 1\text{台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 36.6\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり, 7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷  
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2A ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2B ・その他負荷	35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 -54.3	3,461.7	3,244.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑩	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)  
 ※3：緊急用母線及び非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量の観点で常設代替高圧電源装置を5台起動する

## 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）

### 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（TBD, TBU）」に含まれる事故シーケンスとしては、「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「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗」※，②「外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗」である。

※：直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

#### (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（TBD, TBU）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。このため，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，原子炉隔離時冷却系も機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失し，逃がし安全弁による原子炉圧力制御に伴う蒸気の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，緩和措置が取られない場合には，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，交流動力電源及び直流電源の供給機能に加えて交流動力電源を必要としない蒸気駆動の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。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水によって原子炉水位を維持し，この後原子炉を減圧し可搬型の注水設備を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，交流動力源電源が不要な格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

### (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（TBD，TBU）」において，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（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。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，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.3.2-1図に，対応手順の概要を第2.3.2-2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第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，必要な要員は初動対応要員22名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員6名である。初動対応要員の内訳は，発電長1名，副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名，通報連絡等を行う災害対策要員2名，現場操作を行う重大事故対応要員13名である。招集要員の内訳は，燃料補給作業

を行う重大事故等対応要員 2 名、低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行う重大事故等対応要員（招集要員）4 名である。必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 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、初動対応要員 22 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

#### a. 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失する<sup>※1</sup>ことで、全電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認し<sup>※2</sup>、早期の電源回復不能と判断する。また、全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の注水機能が喪失する。

※1：直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。

※2：直流電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また、原子炉スクラムに失敗している場合は、逃がし安全弁による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の成功／失敗を推定できるものと考ええる。

#### b. 高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により、高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（S A 広帯域、S A 燃料域）及び高圧代替注水系系統流量計である。

c. 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により、原子炉水位が回復したことを確認する。  
また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は、原子炉水位計（SA広帯域、SA燃料域）である。

d. 低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失の確認後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備、ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。

e. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サブレーション・プール水温度が65℃に到達し、低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力計（SA）等である。

g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に必要な計装設備は、原子炉水位計（SA広帯域，SA燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量計等である。

h. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に到達した場合は，代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。

代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，サブプレッション・チェンバ圧力計，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計，サブプレッション・プール水位計等である。

i. 常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

j. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

k. 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

## 1. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域）、残留熱除去系系統流量計等である。

### m. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

### n. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

以降は、残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレーを実施する。

## 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、直流電源喪失に伴い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+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗」である。なお、「外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗」(TBU)は、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり、この代替として高

圧代替注水系及び常設代替直流電源装置に期待するため重大事故等対策及び事象進展も同じとなる。

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、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、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレー冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度の評価結果がSAFERコードより低くなるCHASTEコードは使用しない。

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

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

所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。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。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急閉信号は保守的に考慮せず、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) 高圧代替注水系

136.7m<sup>3</sup>/h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(c) 残留熱除去系（低圧注水系）

非常用母線の受電が完了した時点で手動起動し、 $0\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  ( $0\sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ において) の流量で原子炉へ注水するものとする。

(d) 低圧代替注水系（可搬型）

原子炉注水のみを実施する場合は、炉心冷却性の観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量： $0\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ ，注水圧力： $0\sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$ ）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $50\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、 $130\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイするものとする。なお、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイは、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて弁の切替えにより運用する。

(f) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）（7弁）を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、 $1.9\times 10^3\text{t}/\text{h}$ の流量

で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95%をドライウエルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

(h) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。伝熱容量は、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）と同様とする。

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 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は、状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施するものとする。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

- (e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

### (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（シュラウド内外水位）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.2-4 図から第 2.3.2-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管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被覆管破裂が発生した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 2.3.2-9 図から第 2.3.2-14 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブレーション・プール水位及びサブレーション・プール水温度の推移を第 2.3.2-15 図から第 2.3.2-18 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、炉心の再冠水過程においては、シュラウド内水位の方が高めの水位となることもある。

#### a. 事象進展

全電源喪失後、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失の確認後、事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し、原子炉注水が開始されることで、原子炉水位は維持される。

代替の直流電源設備は、事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対

応に必要な設備に電源を供給できるものとする。

(添付資料 2.3.2.1, 2.3.2.2)

事象発生 of 8 時間後に低圧代替注水系 (可搬型) の準備が完了した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冠水は維持される。なお、高圧代替注水系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

事象発生から 24 時間経過した時点で常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (低圧注水系) を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冠水が維持される。

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発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生 of 約 13 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage] に到達した時点で、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を開始し、事象発生 of 24 時間後に交流電源が復旧した時点で残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

## b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.2-9 図に示すとおり、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に、一時的に炉心が露出するが、初期値 (約 309°C) 以下にとどまることから、

評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。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、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa [gage]以下に維持される。このため、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（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa [gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を下回る。

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り、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.28MPa [gage] 及び約 141℃に抑えられる。このため、炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa [gage]）及び 200℃を下回る。

高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心は冠水状態を維持し、冷却が維持される。その後、事象発生の約 24 時間後に、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.2.3）

安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、冷温停止状態とする。

以上により、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は、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。

本重要事故シーケンスは、全交流動力電源喪失に加えて、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）により原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、高圧代替注水系の起動操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

##### (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実施する重要現象は、「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、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて50℃程度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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが、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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱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、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において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、有効性評価解析において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、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル) はH D R 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、B W R 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不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向

を適切に再現できているため、評価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、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.3.2-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を実績値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$  であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサプレッショ

ン・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、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、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水位の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、格納容器体積（ウェットウェル）及びサブプレッション・プール水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$  であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、格納

容器圧力等の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることで、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 2.3.2.4）

## b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。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の起動操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間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よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 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、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.3.2.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、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操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（**低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作**）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操作開始時間より若干早まる可能性があるが、**低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水**に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が

確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.2.4)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については、同様に高圧・低圧注水機能が喪失するが、事象発生 25 後に原子炉減圧操作を実施し、低圧の注水システムにより原子炉注水を実施することから、本事故シーケンスに比べて事象進展がより厳しくなる「LOCA時注水機能喪失」において、10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評

価項目を満足する。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水操作（低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、低压代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、事象発生約13時間後に実施するものであり、低压代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を8時間後と想定していることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.2.4)

#### (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、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。この結果、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（TBD，TBU）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「2.3.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また、必要な招集要員は 6 名であり、発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 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（TBD，TBU）」において、必要な水源、燃料、電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

###### a. 水 源

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 850m<sup>3</sup> 必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 5,000m<sup>3</sup> の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく注水継続が可能である。

(添付資料 2.3.2.5)

###### b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給については、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 353kL の軽油が必要となる。

軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については、事象発生からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 2.3.2.6)

#### c. 電 源

常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、代替の蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.2.7)

#### 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（TBD，TBU）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、直流電源喪失により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失し原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、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（TBD，TBU）」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、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系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（TBD，TBU）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧注水機能喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心冷却を維持することができる。また、残留熱除去系による格納容器除熱を継続することで、格納容器の健全性を長期的に維持することができる。

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並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、判断基準を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、残留熱除去系による格納容器除熱操作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（TBD，TBU）」に対して有効である。

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故対策について（1/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全電源喪失となり、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ため、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確認する。</li> </ul>	逃がし安全弁（安全弁機能） 常設代替直流電源設備	—	原子炉圧力計（SA）
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。</li> </ul>	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	—	高圧代替注水系系統流量計
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系の起動により、原子炉水位が回復したことを確認する。</li> <li>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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧代替注水系系統流量計
低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流電源喪失の確認後、低圧代替注水系（可搬型）を起動する。</li> </ul>	—	可搬型代替注水大型ポンプ	—
タンクローリによる燃料補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

2.3.2-27

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故対策について（2/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。</li> <li>・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能） 代替淡水貯槽	—	サブプレッション・プール水温度計 原子炉圧力計（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉減圧により低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。</li> <li>・ 原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力計（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量計 代替淡水貯槽水位計
代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達したことを確認する。</li> <li>・ 代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ操作を実施する。</li> </ul>	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力計 サブプレッション・チェンバ圧力計 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計 サブプレッション・プール水位計 代替淡水貯槽水位計
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故対策について（3/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電準備操作の完了後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線 2C 及び 2D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 ・残留熱除去系（低圧注水系）を起動する。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器スプレイを交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位計（広帯域） 原子炉水位計（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量計】 【残留熱除去系海水系系統流量計】 低圧代替注水系原子炉注水流量計 サプレッション・チェンバ圧力計 ドライウエル圧力計
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給を実施する。	—	—	—

【 】：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

コメント No. 163-46 に対する回答

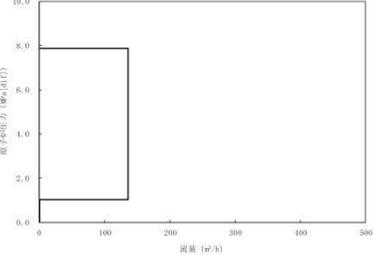
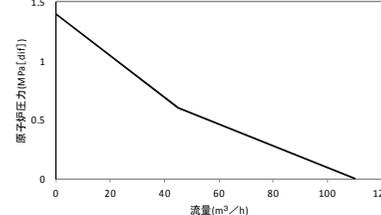
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU）（1/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9×9 燃料（A型）	9×9 燃料（A型）と 9×9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (2/6)

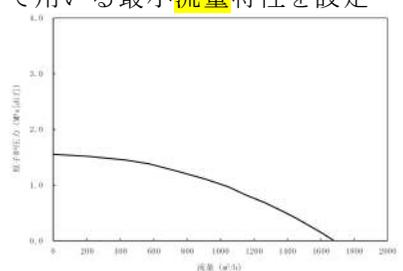
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器 (ウェットウエル)	空間部 : 4,100m <sup>3</sup> 気相部 : 3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m (通常水位 - 4.7cm)	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	直流電源の機能喪失	直流電源の喪失により、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定
	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ことを想定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (3/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム (遅れ時間：1.05 秒)	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急閉信号は保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムを設定
	<p>原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持</p> <p>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</p> <p>最小流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水特性：136.7m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：1.04~7.86MPa[dif]</li> </ul>	<p>設計値を設定。高圧代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。</p> 
	<p>原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持</p> <p>(原子炉注水単独時)</p> <p>最小流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：0~110m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：0~1.4MPa[dif]</li> </ul>	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小注入特性を設定</p> 
	<p>(原子炉注水と格納容器スプレー併用時)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：50m<sup>3</sup>/h (一定)</li> </ul>	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定

2.3.2-32

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（4/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し, 279kPa[gage] に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として, 運転手順に基づき設定
	外部水源の温度	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として, 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	残留熱除去系（低圧注水系）	最小流量特性 注水流量：0～1,676m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として, 設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

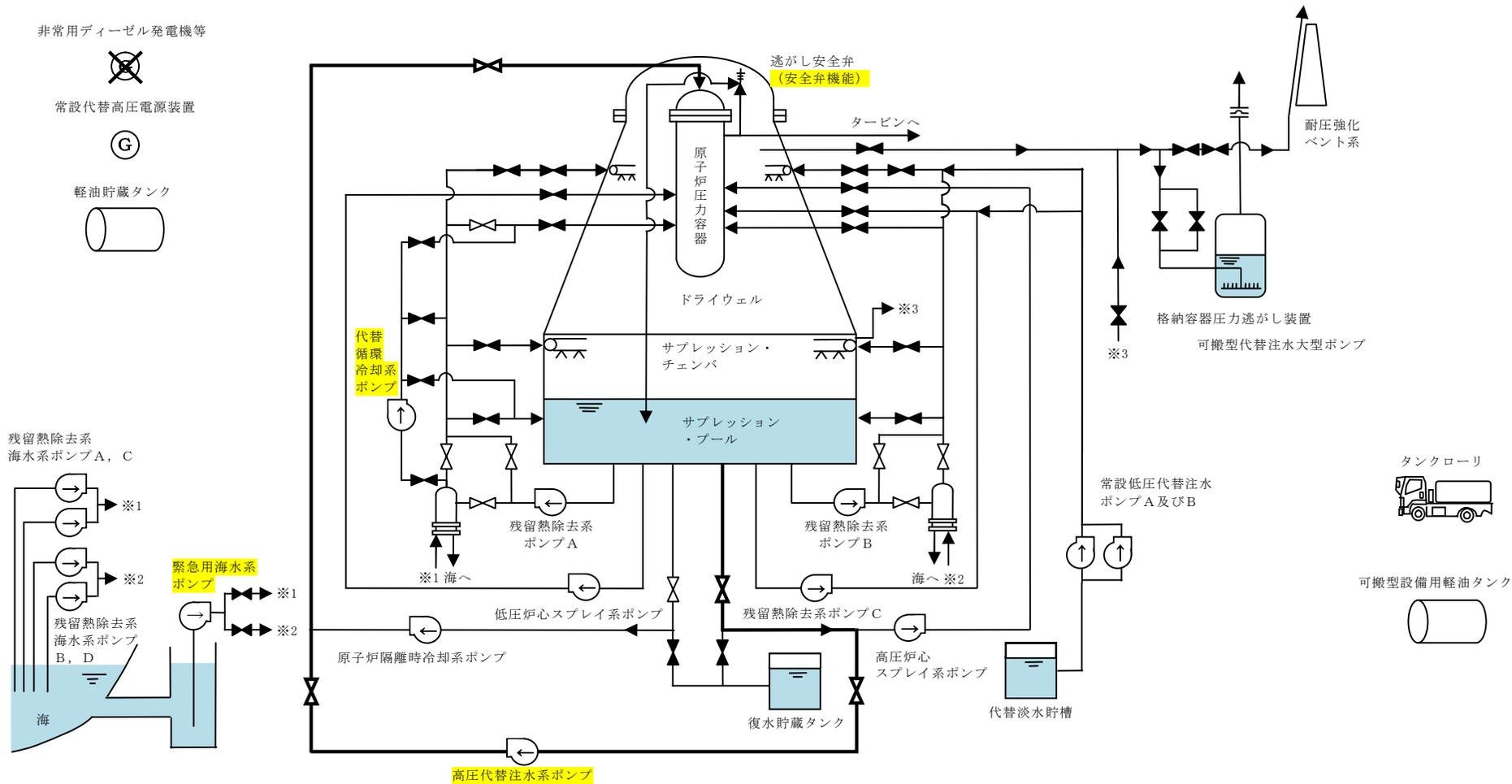
第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (5/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定	
	逃がし安全弁 (原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	設計値を設定
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	スプレイ流量: $1.9 \times 10^3 \text{ t/h}$ (95%: ドライウェル, 5%: サプレッション・チェンバ)	設計値を設定
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100°C, 海水温度 32°Cにおいて)	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で, 過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	

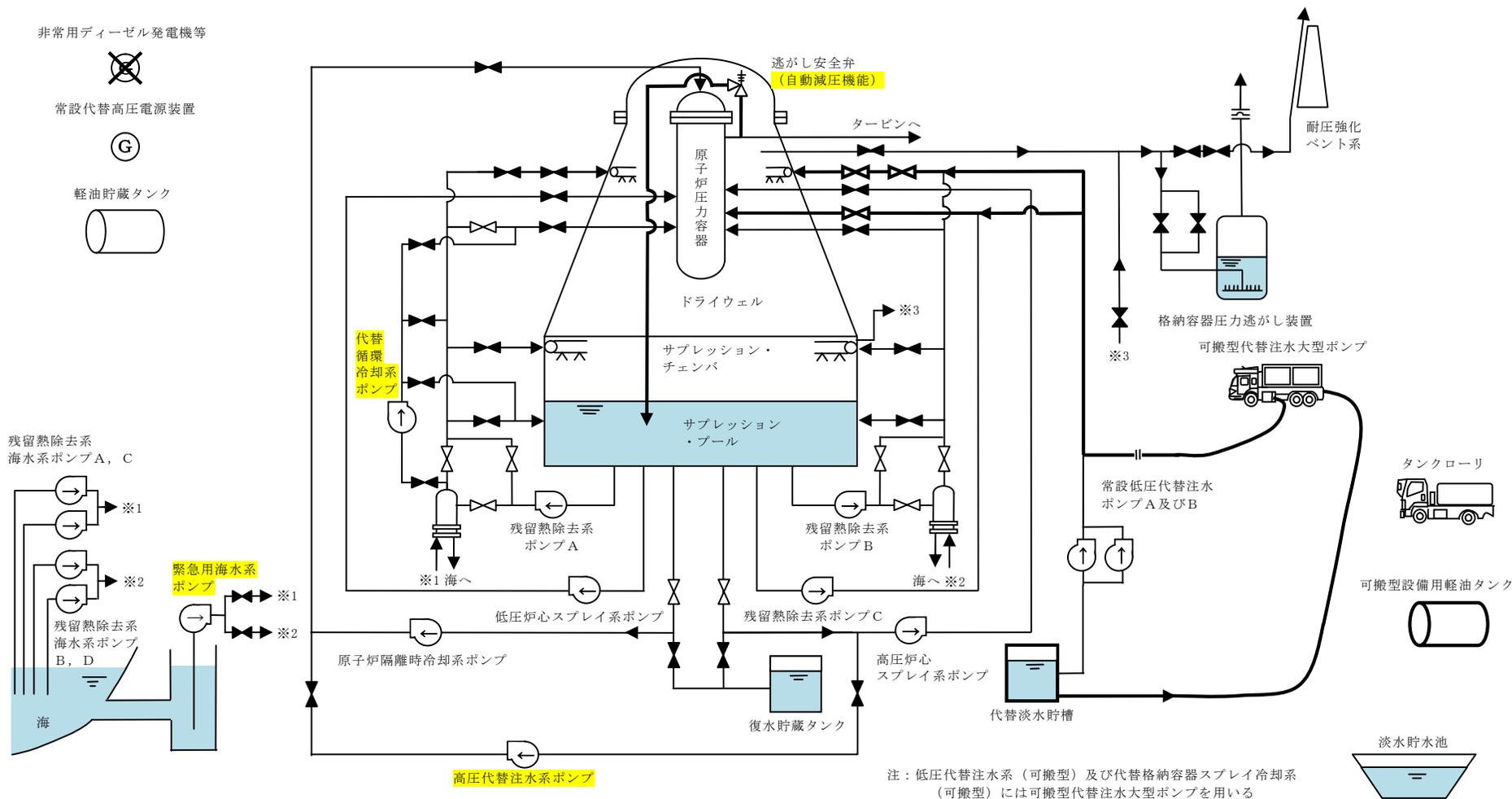
2.3.2-34

第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (6/6)

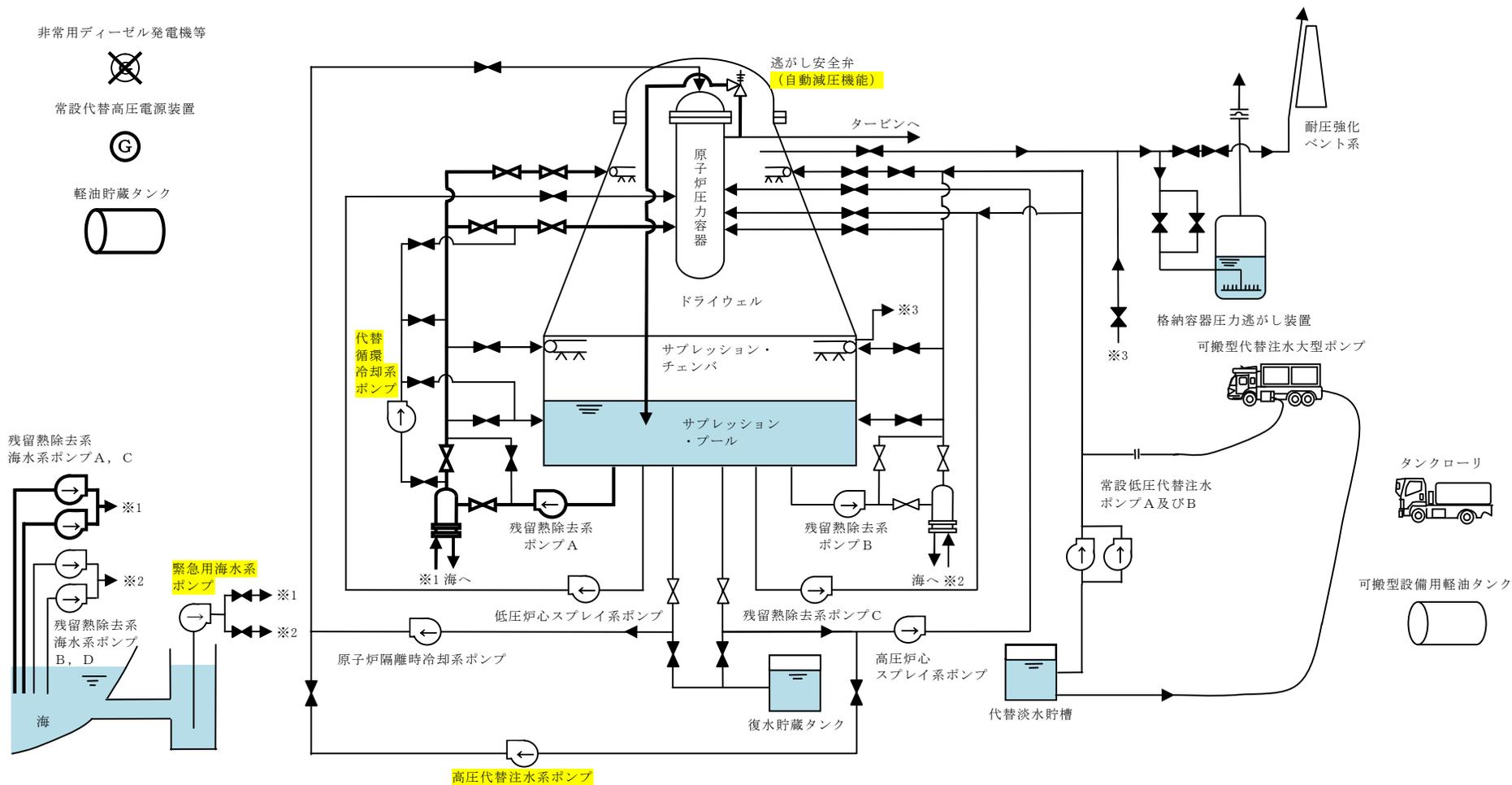
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高压代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、直流電源喪失を確認し、高压代替注水系の準備が完了した時点で原子炉注水を開始するため、状況判断及び高压代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作 (低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作)	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低压で注水可能な系統 (低压代替注水系 (可搬型)) が準備できた時点でサプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低压代替注水系 (可搬型) の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa[gage]) に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (高压代替注水系による原子炉注水段階)  
 コメント No.182-15 に対する回答



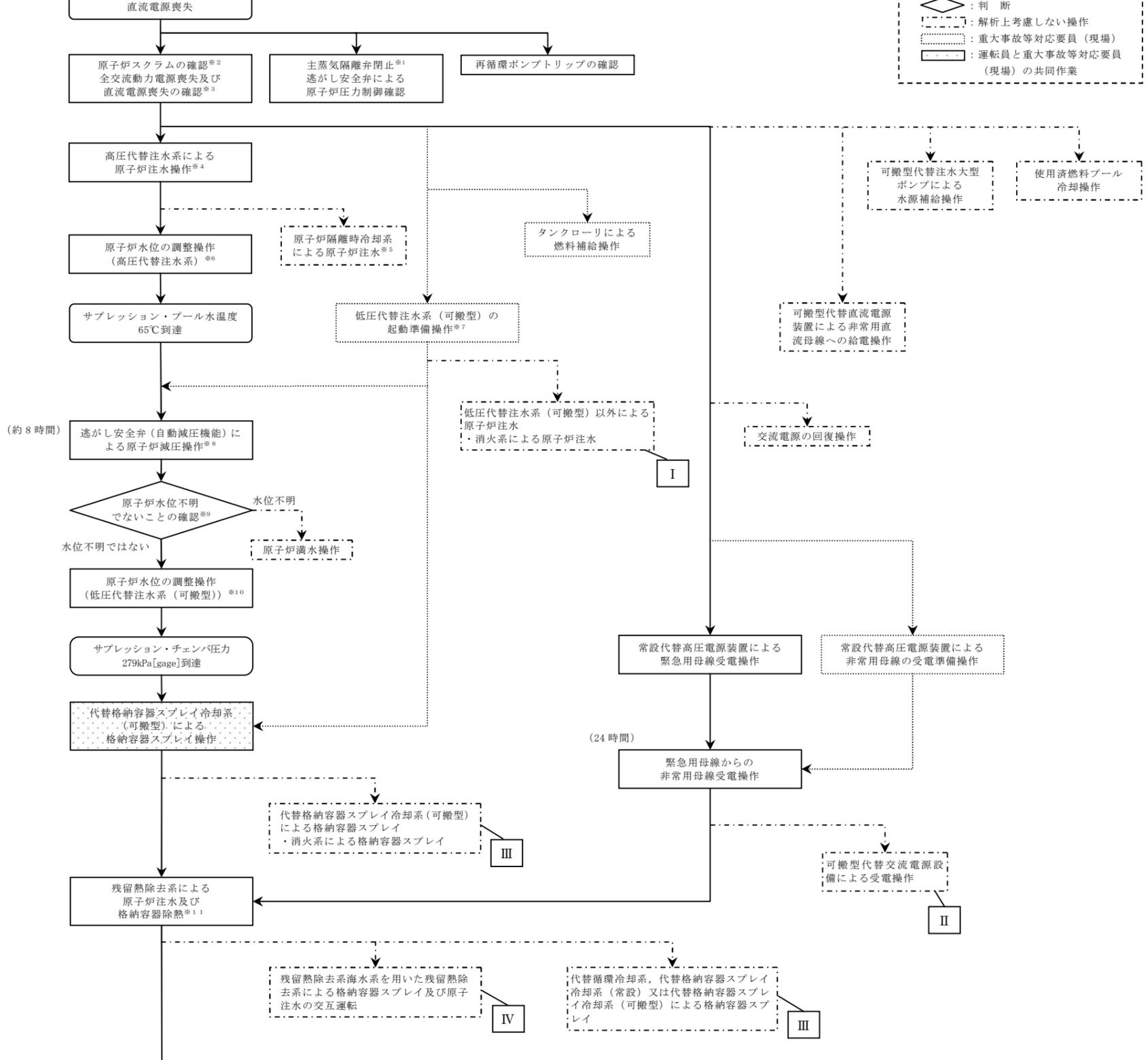
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）  
 （低圧代替注水系（可搬型）<sup>注</sup>による原子炉注水及び  
 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）<sup>注</sup>による格納容器冷却段階）



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

(解析上の時刻)

(0秒)



残留熱除去系により原子炉水位を維持し、格納容器スプレイモード又はサブプレッション・プール冷却モードによる格納容器除熱を継続する。また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、冷温停止状態とする。

- 【有効性評価の対象としていないが他に取れる手段】
- I 低圧代替注水系（可搬型）と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。
  - II 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。
  - III 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイと同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレイも実施可能である。
  - IV 代替残留打熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。
  - V 代替循環冷却系、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。流量は少ないが、消火系及び復水補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

※1：主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。  
 ※2：直流電源喪失によりスクラムパイロット電磁弁が開放することで制御棒はスクラム動作をする。  
 ※3：直流電源喪失は、中央制御室にて、照明の消灯、非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示、機器故障警報、非常用交流母線電圧計、直流母線電圧計等により判断する。  
 ※4：高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。  
 ・全電源喪失  
 ※5：代替直流電源設備から電源を融通することにより原子炉隔離時冷却系を起動する。  
 ※6：高圧代替注水系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。  
 ※7：全交流動力電源喪失を確認した場合は、速やかに低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお、低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には可搬型代替注水大型ポンプを用いる。  
 ※8：サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが、低圧代替注水系（可搬型）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。  
 ※9：原子炉水位不明は、以下により判断する。  
 ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合  
 ・原子炉水位計の電源が喪失した場合  
 ・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合  
 ※10：低圧代替注水系（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。  
 ※11：残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水モード運転に切り換え、原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイモード運転に切り替える。

コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 17 に対する回答  
 第 2.3.2-2 図 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）の対応手順の概要

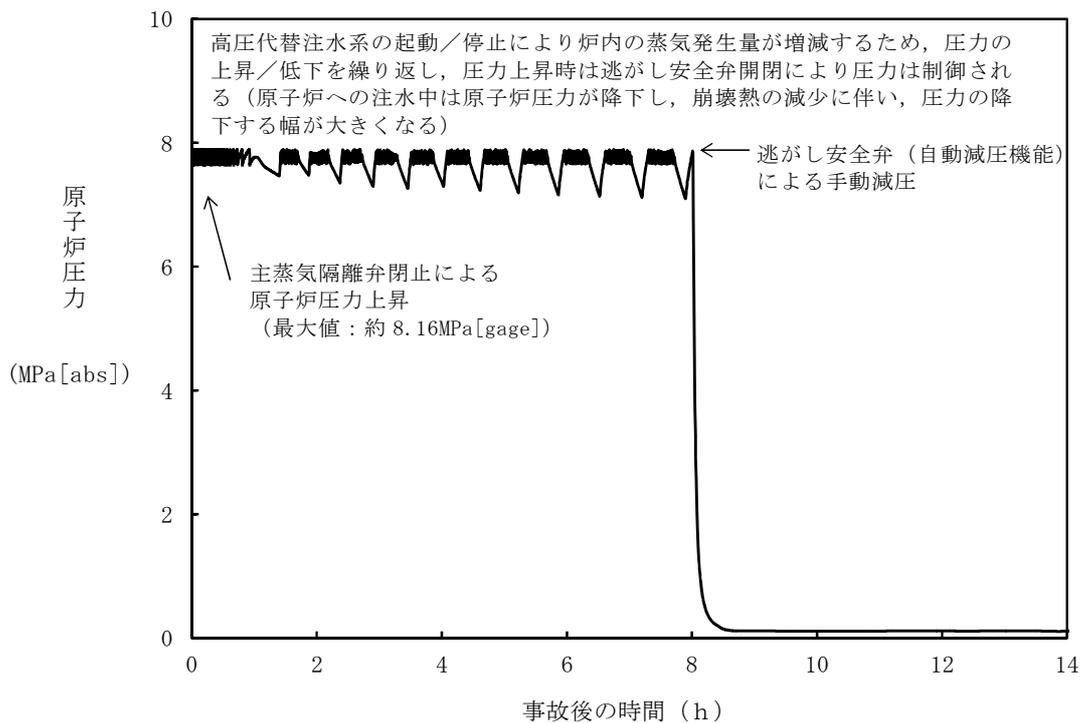
交流動力電源喪失 (TBD, TBU)						
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間(分)	備考
	責任者	発電長	1人			
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)		
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●全電源喪失の確認</li> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●再循環ポンプトリップの確認</li> <li>●可搬型照明の準備</li> </ul>	10分	
高压代替注水系の起動操作	【1人】 A	-	-	●高压代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	4分	
	【1人】 B	-	-	●高压代替注水系による原子炉注水 系統構成	6分	
原子炉水位の調整操作 (高压代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高压代替注水系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持
交流電源の回復操作	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●非常用ディーゼル発電機の機能回復</li> <li>●外部電源の機能回復</li> </ul>		解析上考慮しない 対応可能な要員にて実施

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (1/2)  
コメント No.147-27 に対する回答

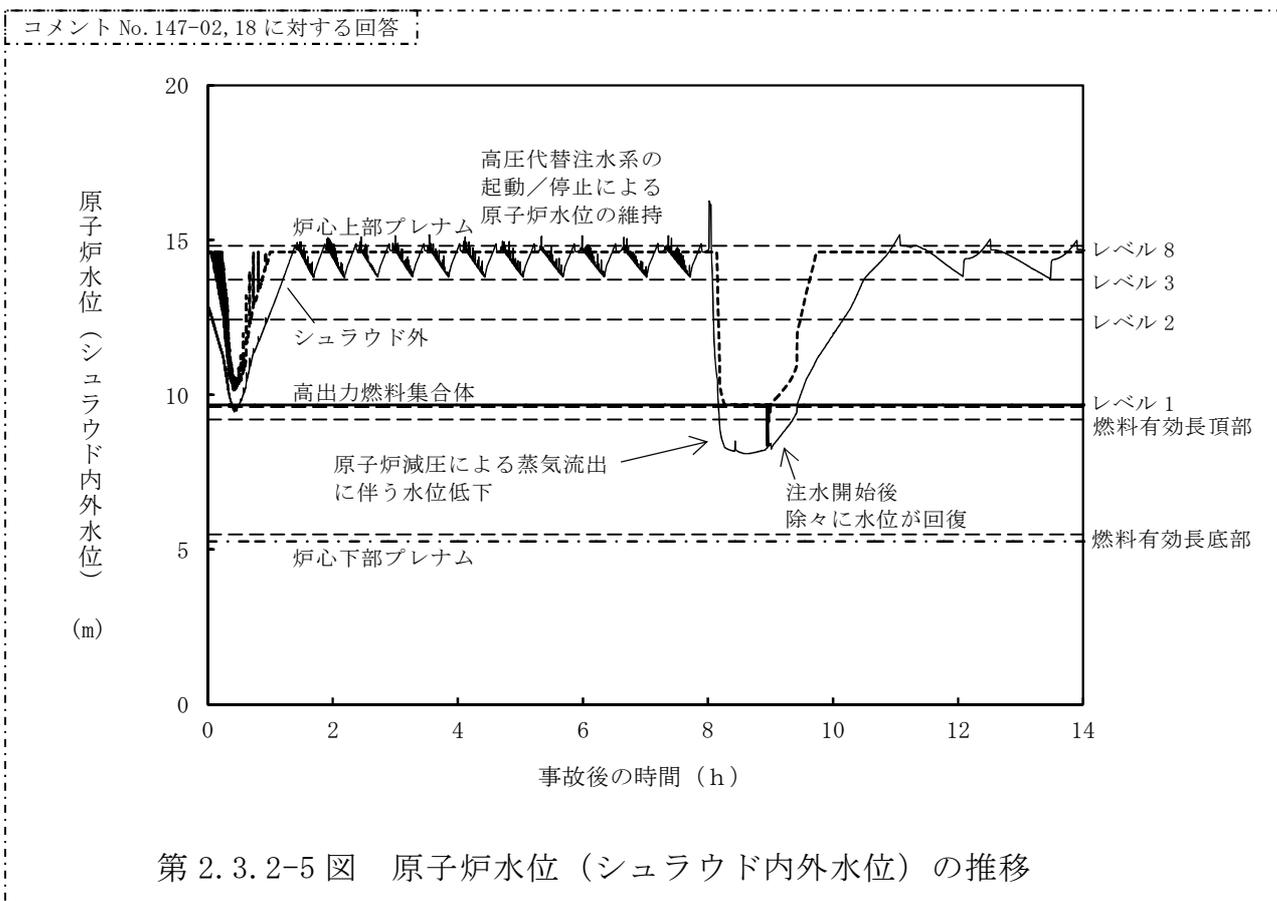
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40		
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持 8時間1分 原子炉減圧開始 約13時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系による格納容器スプレー及び原子炉注水の交互運転開始											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	-	-	10人 a~j	●アクセスルート復旧, 可搬型代替注水大型ポンプ準備, 代替淡水貯槽からのホース敷設等	170分											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後, 適宜監視											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	-	-	【2人】 c, d	●淡水貯水池B(A)から淡水貯水池A(B)への補給	60分											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	-	2人 C, D	2人 k, l	●原子炉注水のための系統構成	125分											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	-	-	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	90分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の開放操作	適宜実施											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	-	【2人】 C, D	【2人】 (招集)	●原子炉注水の流量調整	系統構成後, 適宜流量調整											
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電準備操作	【1人】 B	-	-	●受電前準備	30分											
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電準備操作	-	【1人】 E	【1人】 m	●受電前準備	240分											
代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m	●格納容器スプレーのための系統構成 ●格納容器スプレーの流量調整	175分											
代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置5台起動及び緊急用母線への受電操作	15分											
代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	【1人】 B	-	-	●緊急用高圧母線から非常用母線2C系への受電操作 ●非常用母線2C系から非常用母線2D系への受電操作	9分											
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水操作 ●残留熱除去系による格納容器スプレー操作及び原子炉注水の交互運転	4分 2分											原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレー又はサプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し, 原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	-	-	●使用済燃料プールの冷却操作	使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも, プール水温度が80℃に到達するまでには1日以上の時間余裕があるため, 本操作は対応可能な要員にて実施する。											
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	-	●可搬型代替注水大型ポンプの移動, ホースの敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作	対応可能な要員にて実施											
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人, a~m 及び招集6人													

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (2/2)

コメント No. 147-27 に対する回答

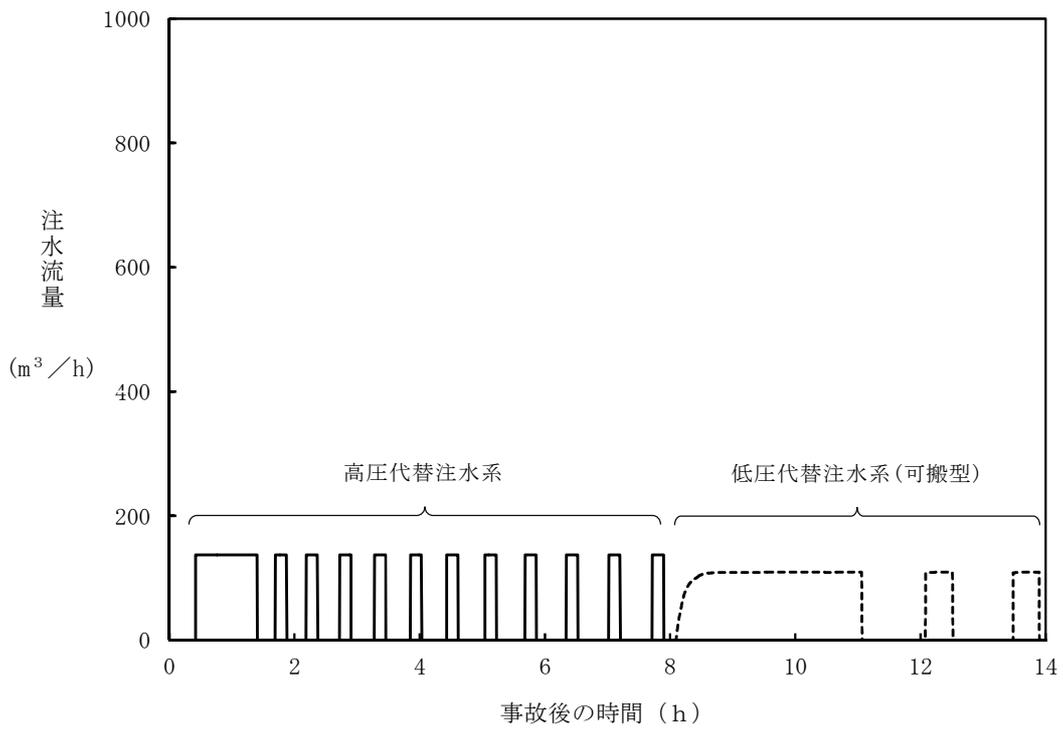


第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移

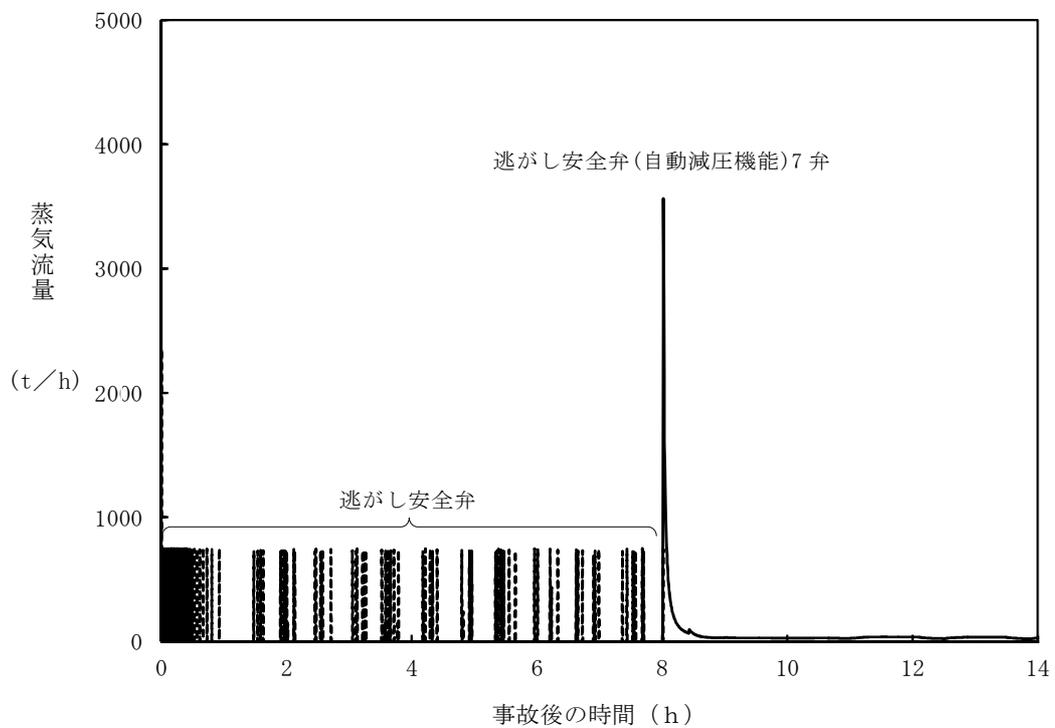


第 2.3.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

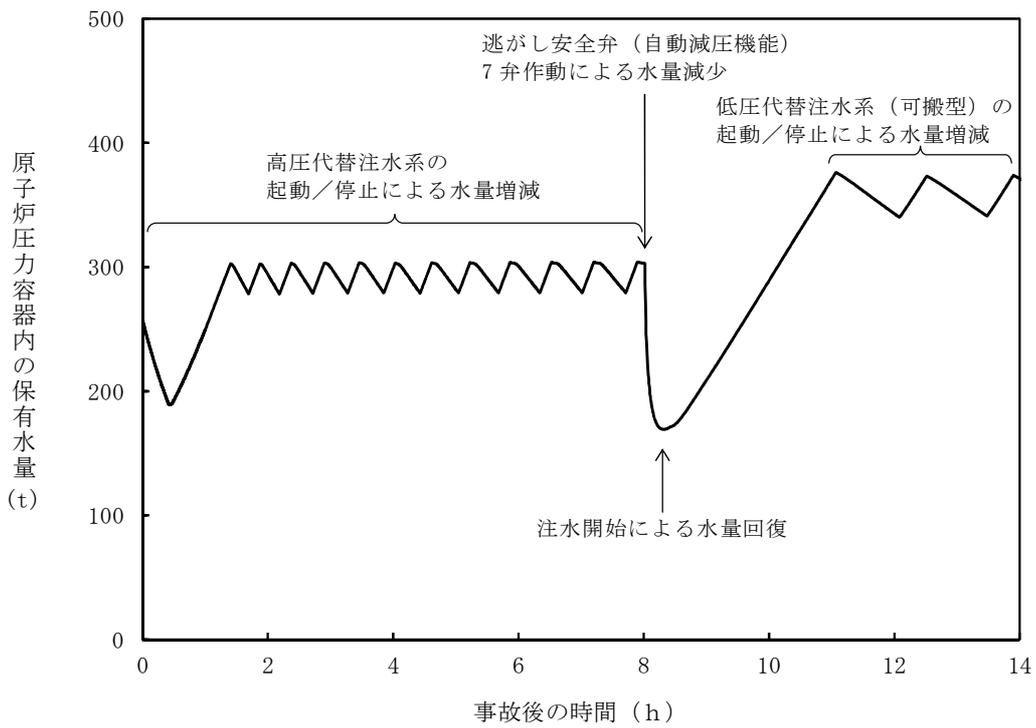
コメント No. 147-05 に対する回答



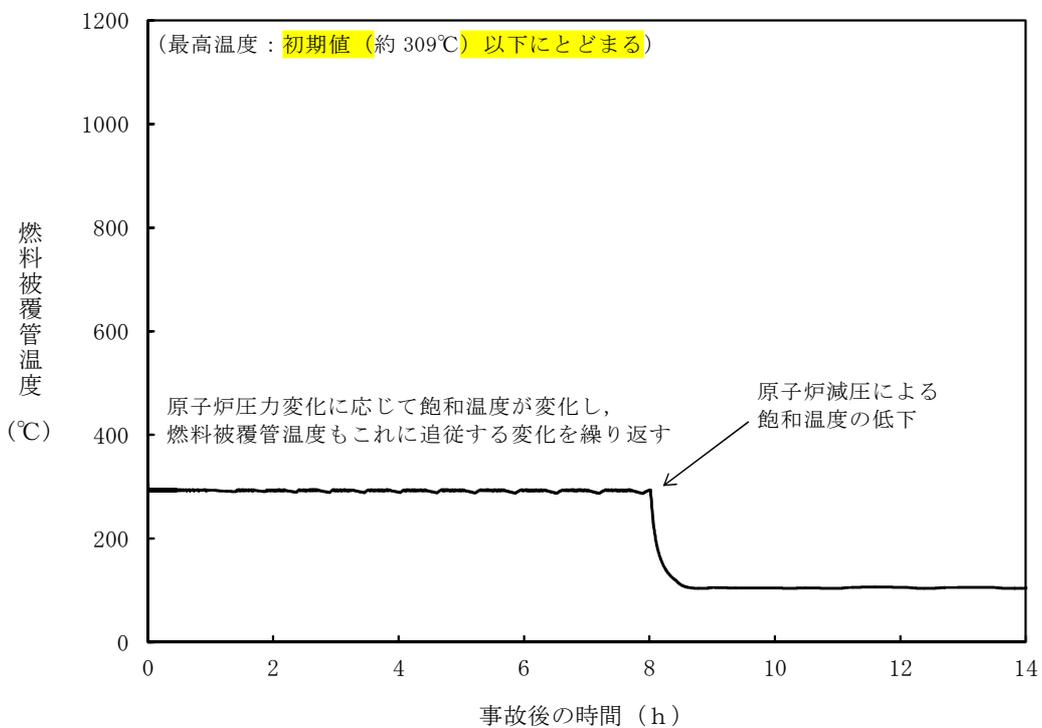
第 2.3.2-6 図 注水流量の推移



第 2.3.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

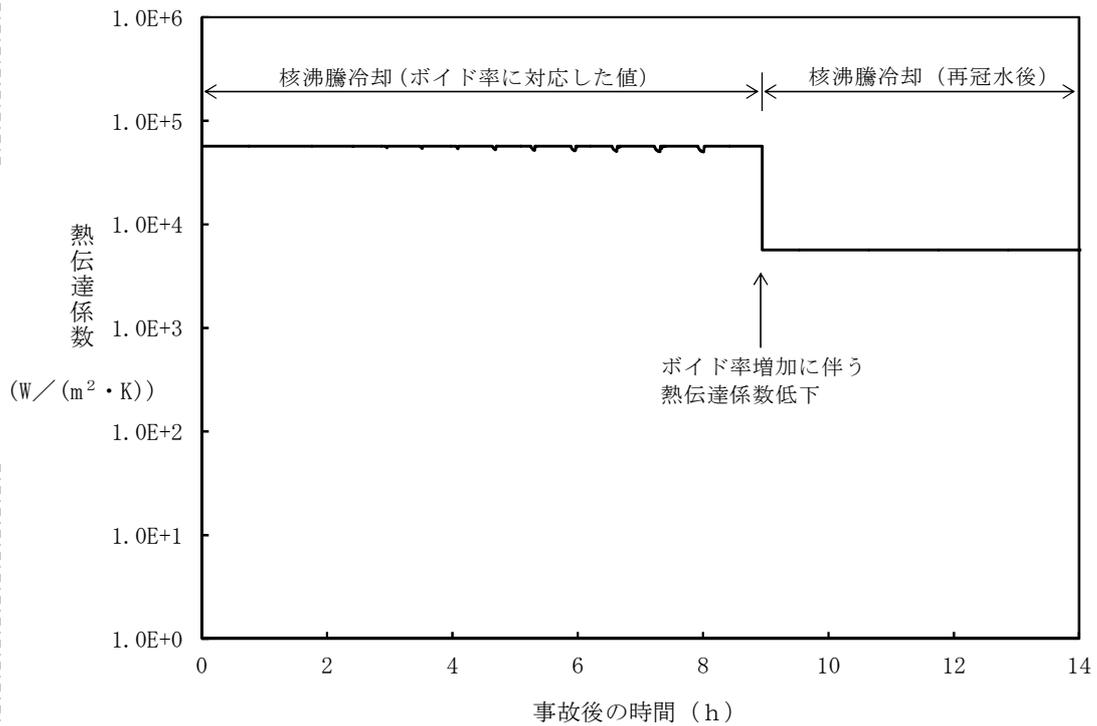


第 2.3.2-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



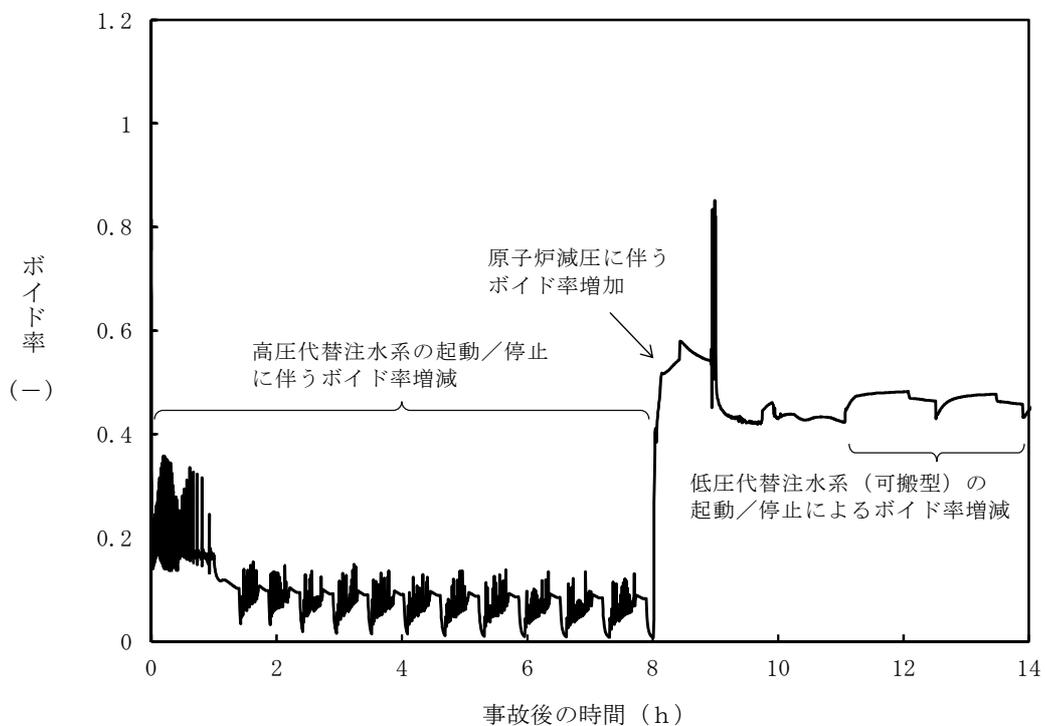
第 2.3.2-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答

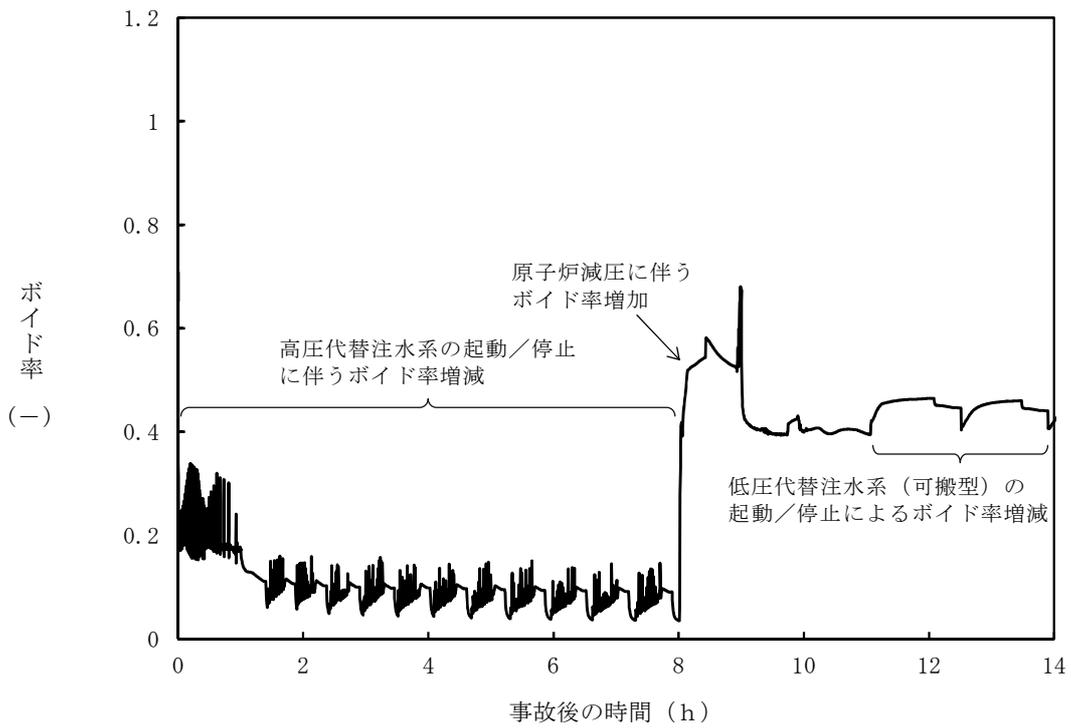


第 2.3.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

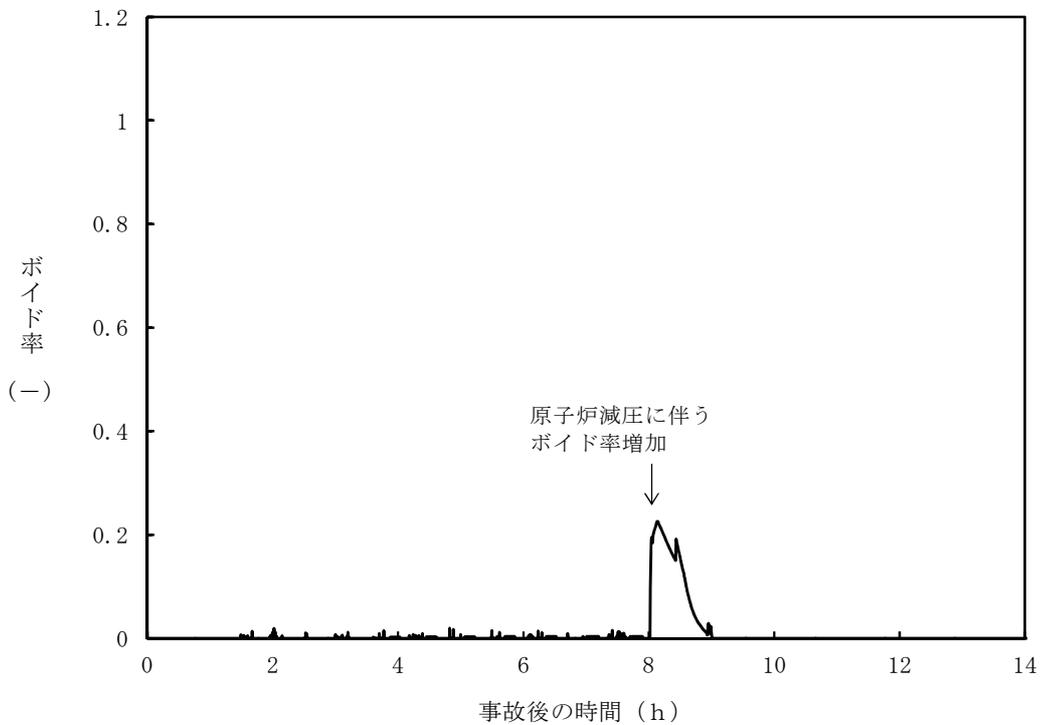
コメント No. 147-02.05 に対する回答



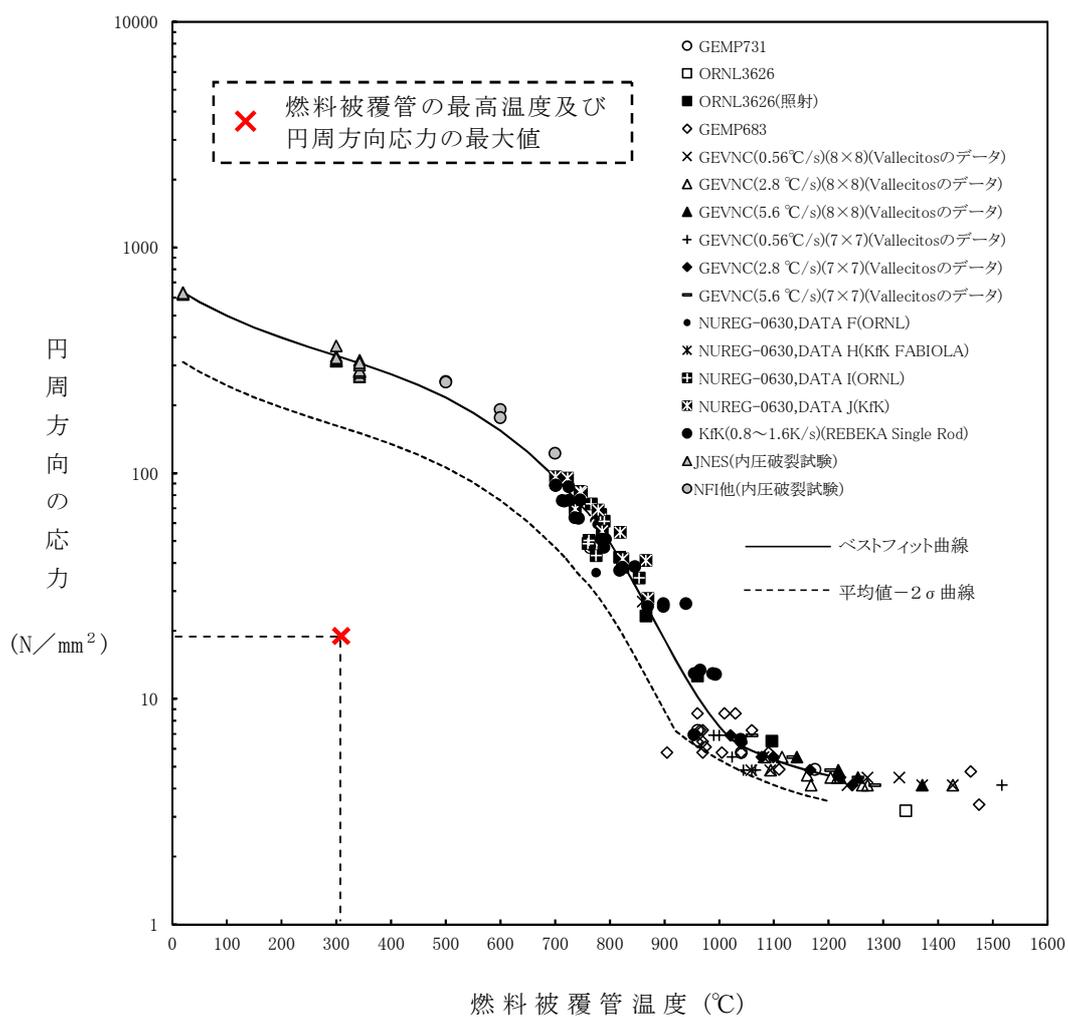
第 2.3.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



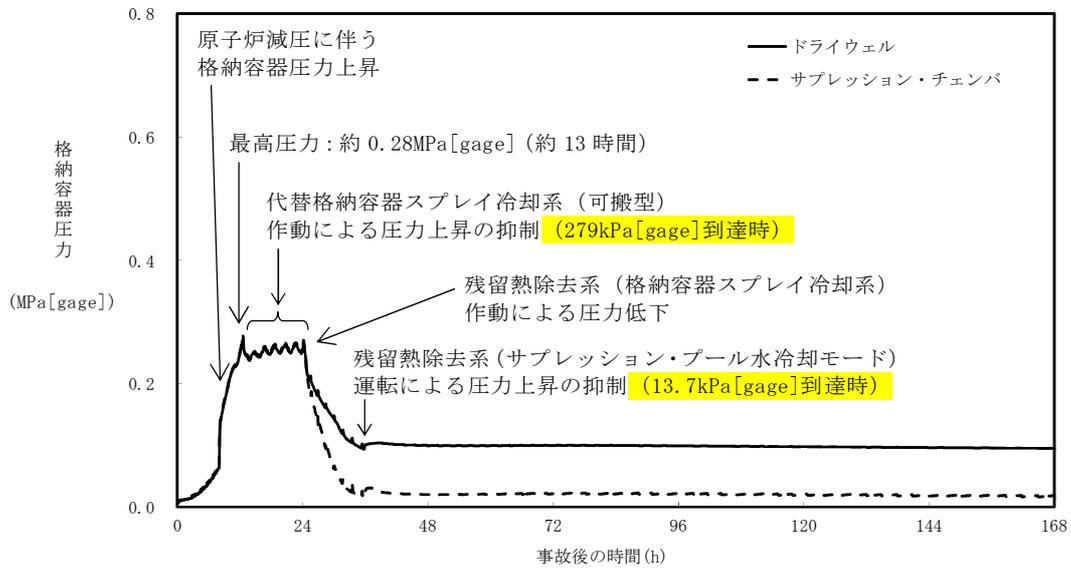
第 2.3.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



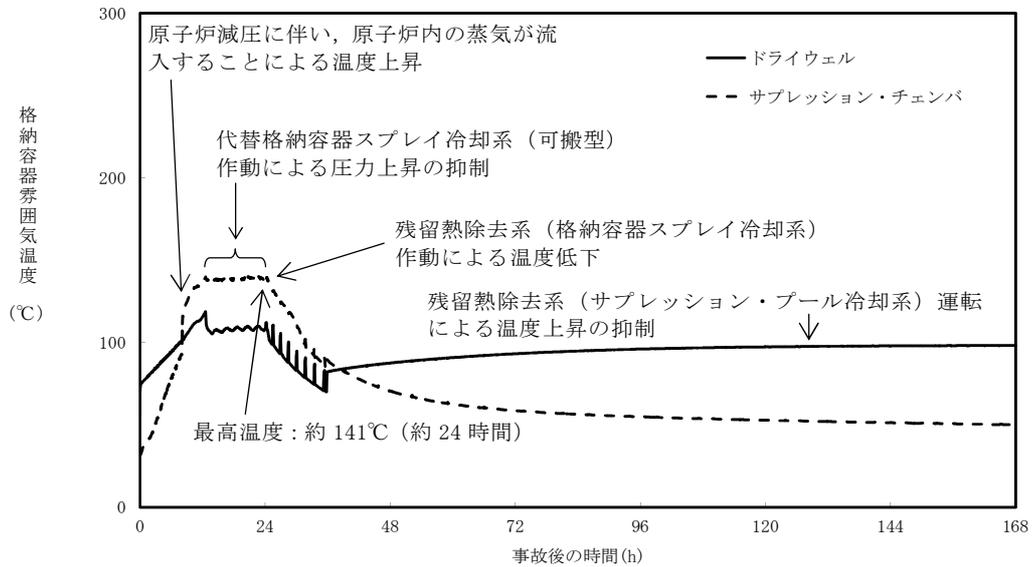
第 2.3.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.3.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した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

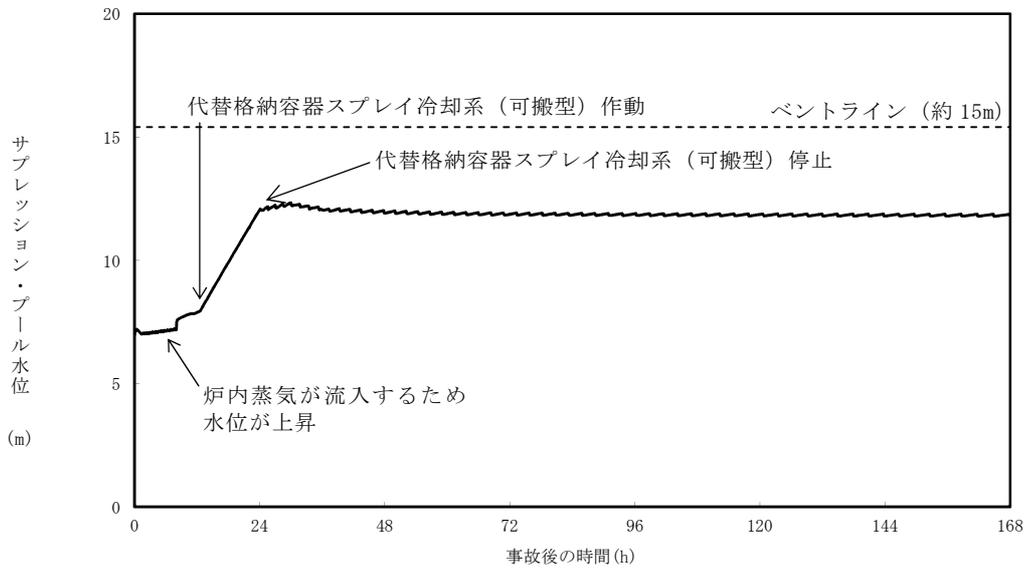


第 2.3.2-15 図 格納容器圧力の推移



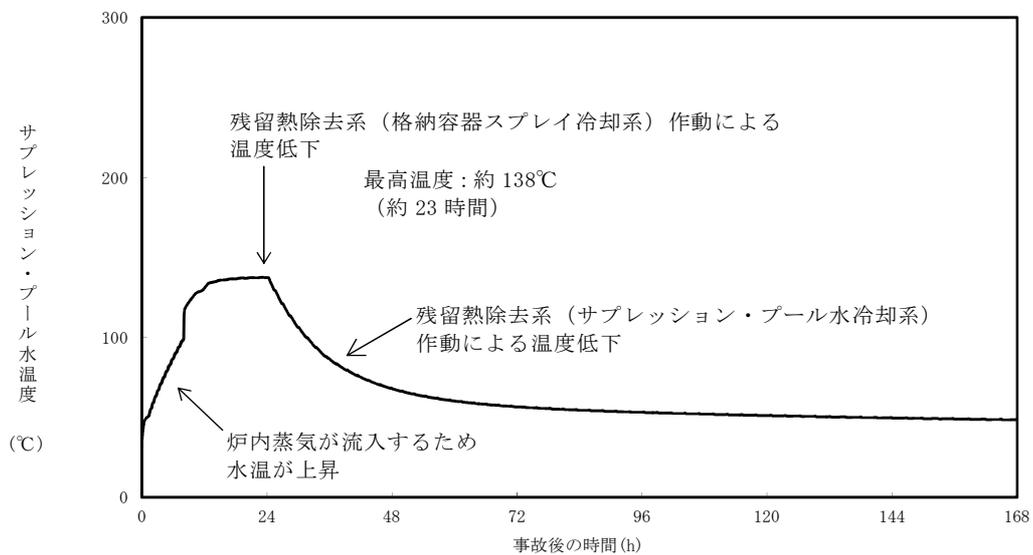
第 2.3.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移

コメント No. 147-05, 40 に対する回答



第 2.3.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移

コメント No. 147-05 に対する回答



第 2.3.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における高圧代替注水系の  
8時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時において、交流電源が喪失している8時間、高圧代替注水系を用いた原子炉注水に期待している。

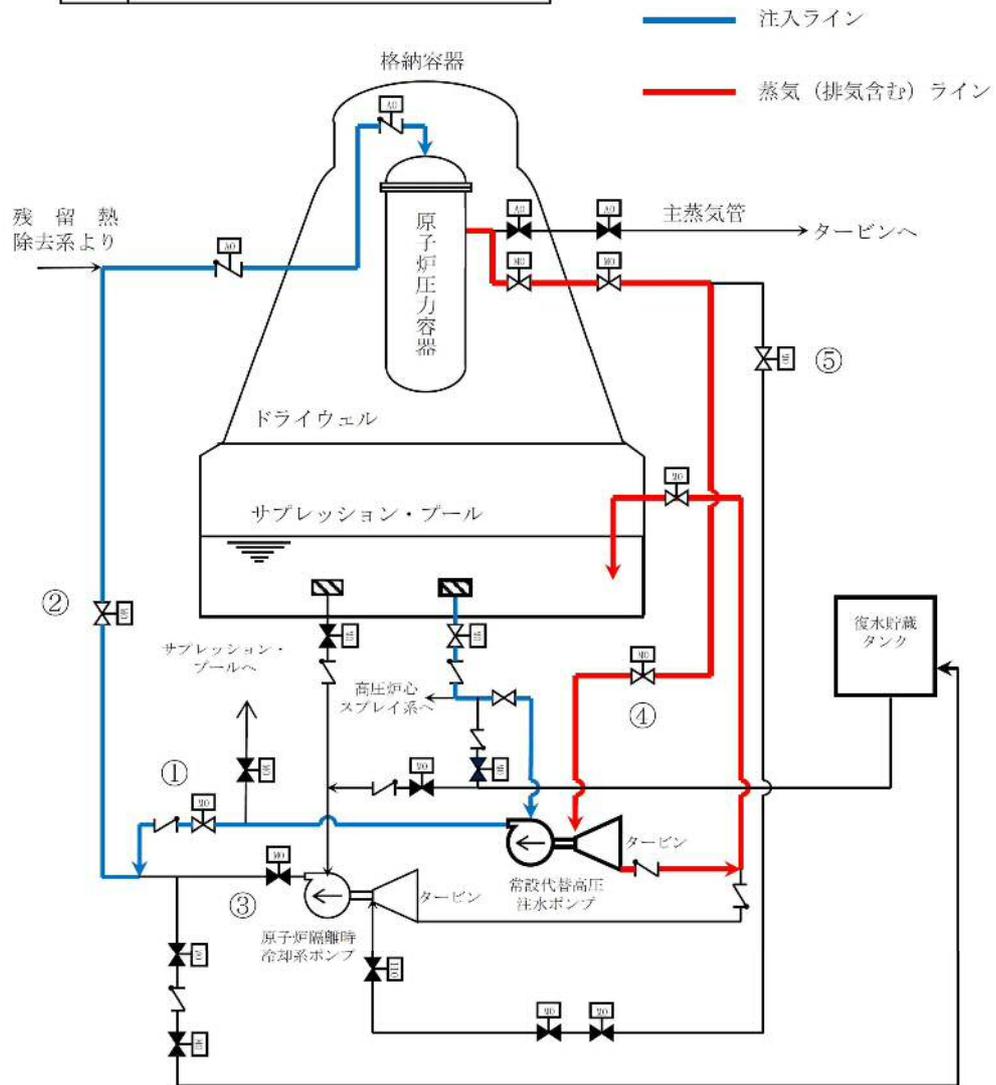
高圧代替注水系の起動から8時間の継続運転のために代替直流電源を必要とする設備は、計測制御設備及び電動弁である。第1図に高圧代替注水系の系統構成概略を示す。事故時には代替直流電源の容量以外にも、サプレッション・プール水温度の上昇や高圧代替注水系ポンプ室温度及び中央制御室温度の上昇が、高圧代替注水系の運転継続に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（第1表参照）。

第1表に記載したそれぞれの要因は高圧代替注水系の8時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考ええる。

第1表 全交流動力電源喪失時（TBD，TBU）における高圧代替注水系の継続運転への影響評価

評価項目	影響概要	評価
サプレッション・プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により，高圧代替注水系ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され，高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	高圧代替注水系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合，事象発生後8時間での水温は約100℃となるが，水源が100℃以上の場合でも使用可能であるように設計するため，サプレッション・プールの温度上昇による高圧代替注水系の8時間運転継続への影響はない。
高圧代替注水系ポンプ室温度上昇	高圧代替注水系のポンプ，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℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため，高圧代替注水系が設置される高圧代替注水系ポンプ室温が66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の高圧代替注水系ポンプ室温度を評価した結果，事象発生から8時間後の室温は約63.6℃（初期温度40℃）であり，高圧代替注水系の設計で想定している66℃を下回る。したがって，高圧代替注水系ポンプ室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため，中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（TBD，TBU）は全交流動力電源喪失（長期TB）とほぼ同様の事象進展であり，中央制御室の温度評価に当たっては全交流動力電源喪失（長期TB）の直流電源の熱負荷に包含されることから，全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の中央制御室温度は，全交流動力電源喪失（長期TB）の評価結果と同様であり，制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって，中央制御室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。（添付資料2.3.1.1）

	弁名称
①	高压代替注水系注入弁
②	R C I C 注入弁
③	R C I C ポンプ出口弁
④	高压代替注水系蒸気供給弁
⑤	S A 用 R C I C 蒸気止め弁



第 1 図 高压代替注水系系統概要図

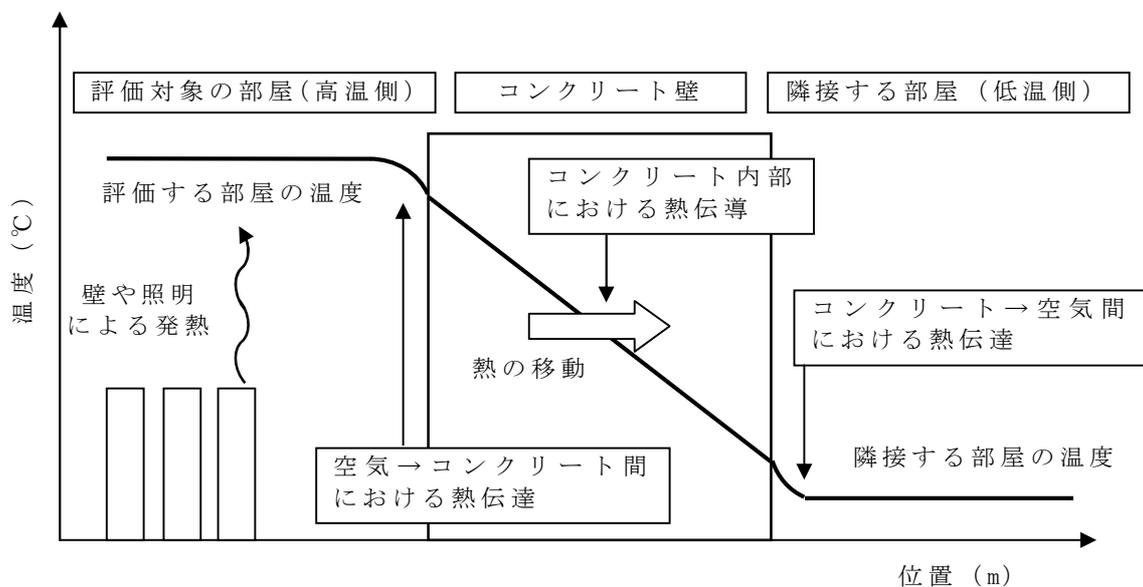
全交流動力電源喪失時（TBD，TBU）における  
 高圧代替注水系ポンプ室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われな  
 ため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室温  
 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。

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



(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：

	高压代替注水系 ポンプ室
発熱負荷[W]	※1
容積[m <sup>3</sup> ]	692
空気熱容量[kJ/°C]	827.9
初期温度[°C]	40

※1

時間 (時間)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱量 (kW)	14.6	14.6	14.6	14.7	15.7	16.7	17.7	18.4	19.5

- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア 40°C (夏期設計室温)

地中 15°C

サプレッション・チェンバ

時間 (時間)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
温度 (°C)	32	48	59	67	74	81	88	93	100

・コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ )
鉛直壁面	$2^{*2}$
水平壁面（上向き）	$3^{*2}$
水平壁面（下向き）	$0.5^{*2}$
屋外	$2^{*2}$

※2：伝熱工学資料第5版に基づき、温度差 $5^\circ C$ 、代表長さ5mにて算出した値

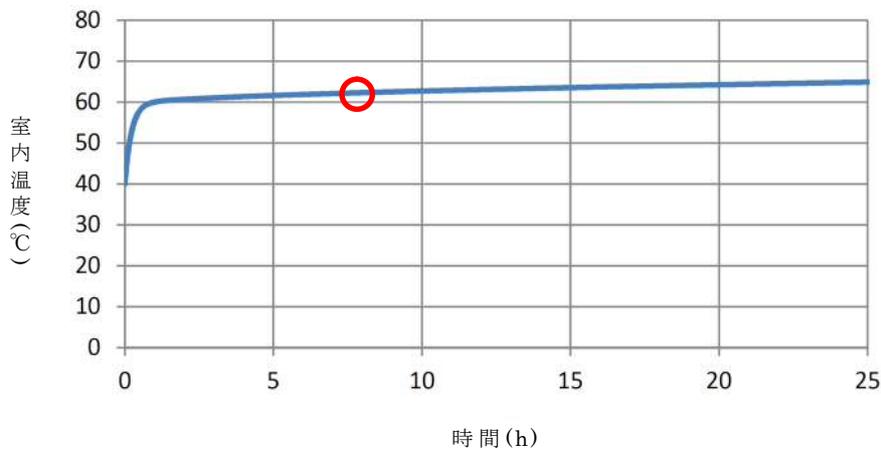
・コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値※3
熱伝導率	1.6 ( $W/m \cdot ^\circ C$ )
熱拡散率	$5.3E-07$ ( $m^2/s$ )

※3：伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時（TBD，TBU）において、事象発生8時後の高圧代替注水系ポンプ室の温度は約 $62.3^\circ C$ となり、設計で考慮している温度を超過しないため、高圧代替注水系の運転継続に与える影響はない。



第2図 高圧代替注水系ポンプ室温の推移図

コメント No.148-04 に対する回答

## 蓄電池による給電時間評価結果について

重大事故等対象設備に電源供給を行う常設代替直流電源設備として、緊急用直流 125V 蓄電池の 1 系統を有している。

高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、緊急用直流 125V 主母線盤に接続されており、緊急用直流 125V 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、高圧代替注水系を起動し、原子炉への注水を行う。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24 時間<sup>\*1</sup>にわたり高圧代替注水系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 5,278.8Ah であることに対し、緊急用直流 125V 蓄電池の容量が 6,000Ah<sup>\*2</sup>であることから、24 時間にわたり高圧代替注水系の運転継続のための電源供給が可能である。  
(第 1 図)

※1 全交流動力電源喪失 (T B D) においては、事象発生 8 時間後に  
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉への注水に切り替える  
が、蓄電池の容量評価を保守的に評価するため、高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

※2 蓄電池容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下するため、蓄電池容量の算出にあたっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることから、必要容量に対して余裕を

持った容量を設定している。

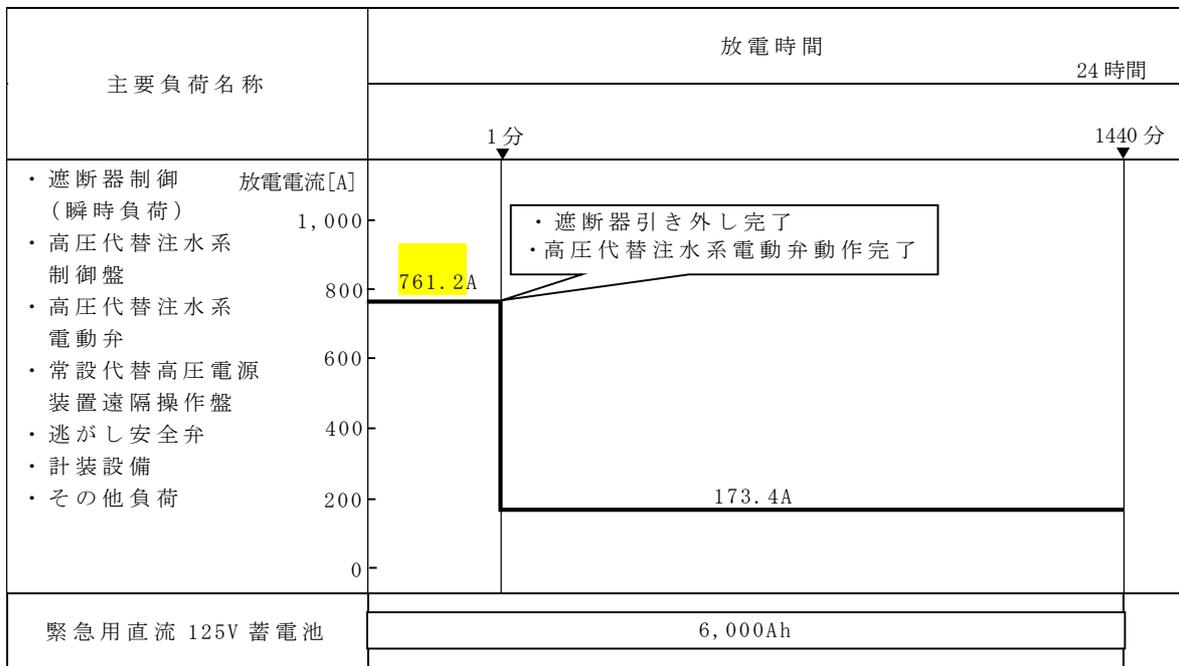
(1) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用直流 125V 蓄電池

型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：屋内（常設代替高圧電源装置置場）



第 1 図 緊急用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

## 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

全交流動力電源喪失（TBD，TBU）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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に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：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，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に安定状態が確立されたものとする。

原子炉安定状態の確立について

高圧代替注水系の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心の冷却は維持され，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，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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℃を上回ることとはなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

コメント No. 148-21, 265-06, 07, 08 に対する回答

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

第 1-1 表 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（S A F E R）（1/2）

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
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、沸騰遷移、気液熱非平衡	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とあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃程度高めに評価する。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。	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ることで、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、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において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、有効性評価解析において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の判断基準に対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び発熱熱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温度を高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、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び発熱熱の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータの判断基準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。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることではなく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることではなく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 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 (S A F E R) (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
炉心	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、実験結果とおおむ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、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉 圧力容器	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	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ト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。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化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おおむ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、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間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は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表 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)

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。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉 压力容器	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)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、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、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝達				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ)	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。
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279～約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91～約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、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く、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+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎ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、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下 (レベル2) までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下 (レベル2) までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料 (A型)と9×9燃料 (B型)は、熱力学的特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料 (A型)及び9×9燃料 (B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9燃料 (A型)及び9×9燃料 (B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるこのため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、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、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

添付 2.3.2.4-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		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	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2~4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移するため、格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25~58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約 4,092m <sup>3</sup> ~約 4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,308m <sup>3</sup> ~約 3,342m <sup>3</sup> (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983mの時の水量は 3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983mの時の水量は 3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15~約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (3/5)

項目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
		解析条件	最確条件				
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	直流電源喪失	—	直流電源の喪失により、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定			
	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ことを想定			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。
関連する機器条件に	重大事故等対策に	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号(遅れ時間1.05秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急閉信号は保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		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				
重大事故等対策に 関連する機器条件	高压代替注水系	136.7m <sup>3</sup> /h (1.04～7.86MPa[gage]において)	136.7m <sup>3</sup> /h (1.04～7.86MPa[gage]において)	設計値を設定。高压代替注水系は、原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	
	残留熱除去系 (低圧注水系)	最小流量特性 ・注水流量：0～1,676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]	・注水流量：0～1,676m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であり、運転員等操作時間に与える影響はない。	
	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量：0～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) 定格流量特性 ・注水流量：0～110m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h以上	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	スプレイ流量： 130m <sup>3</sup> /h (一定)	スプレイ流量： 130m <sup>3</sup> /h以上	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ペントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ペント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.3.2.4-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		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			
逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa[gage] 385.2~410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa[gage] 385.2~410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	(原子炉減圧操作時) 自動減圧機能付き逃がし安全弁7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉減圧操作時) 自動減圧機能付き逃がし安全弁7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
残留熱除去系(格納容器 スプレイ冷却系)	スプレイ流量：1.9×10 <sup>3</sup> t/h (95%：ドライウエール、5%：サブプレッション・チェンバ)	スプレイ流量：1.9×10 <sup>3</sup> t/h (95%：ドライウエール、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却モード)	熱交換器1基あたり 約43MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器1基あたり 約43MW以上 (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃以下において)	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の容量	約9,300m <sup>3</sup>	約9,300m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池+代替淡水貯槽)	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源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1,010kL	約1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、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。	—

重大事故等対策に  
関連する機器条件  
添付2.3.2.4-8

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (1/5)

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
操作条件	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生から25分後	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により原子炉スクラム、全電源喪失等を確認し、可搬型照明の準備を実施する。この事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって、認知時間として余裕を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が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、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作として4分、高圧代替注水系の起動操作として6分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として10分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉注水を最優先に実施するため、他の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】 全電源喪失時の状況を考慮し、可搬型照明を確保した後に操作を実施する想定としており、また、中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であることから、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作及び高圧代替注水系の起動操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の開始時間は解析上の操作開始条件よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間が、解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、解析上の操作開始までの期間は、燃料が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。	同様に高圧・低圧注水機能が喪失するが、事象発生25分後に原子炉減圧操作を実施し、低圧の注水システムにより原子炉注水を実施することから、本事故シーケンスに比べて事象進展がより厳しくなる「LOCA時注水機能喪失」において、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足する。 (添付資料2.6.5)	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。解析上においては、起因事象の外部電源喪失から全電源喪失の認知及び高圧代替注水系による原子炉注水操作準備後の原子炉減圧操作まで25分としているところ、訓練実績は約16分。想定範囲内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。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作（<b>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作</b>）</p>	<p>事象発生から8時間1分後</p>	<p>実際には、低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。アクセスルートの復旧（がれき撤去）に25分、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等として移動も含め145分を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員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いことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水に移行するまでの期間は、高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p><b>低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了することから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</b></p>	<p>アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分想定している。アクセスルートの復旧（がれき撤去）に25分以内に実施可能であり、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約124分。原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分想定しているところ、訓練実績等では約113分、逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、所要時間を1分想定しているところ、訓練実績等では約1分。想定している範囲内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。</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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	
操作条件	<p>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給</p>	<p>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜</p>	<p>可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定</p>	<p>【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 招集要員の招集まで120分を想定している。また、燃料補給に用いるタンクローリは車両であり、招集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員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いことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。</p>	<p>各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約82分。また、以降、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おり、許容時間210分のところ、訓練実績等により約25分。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>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (4/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa [gage] 到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力(310kPa[gage])に対する余裕を考慮し設定	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準(サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage])に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉注水の流量調整を並列して実施する場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)は、低圧代替注水系(可搬型)とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員(現場)及び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 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、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</p>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この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、評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生約 13 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系(可搬型)と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を 8 時間後と想定していることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。	格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 118 分。想定している範囲内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。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (5/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱</p>	<p>事象発生 24 時間 10 分後</p>	<p>常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、連続して操作を実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が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、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分、残留熱除去系による原子炉注水操作として1分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として5分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが、異なる運転員による対応が可能であることから、他の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、誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが、この場合には格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定とされていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作は所要時間を5分想定しているところ、訓練実績では、約4分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

7 日間における水源の対応について  
(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m<sup>3</sup>
- ・ 淡水貯水池 : 約 5,000m<sup>3</sup> (約 2,500m<sup>3</sup> × 2 基)

2. 水使用パターン

① 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 定格流量で代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水系 (可搬型) 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) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後, 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。

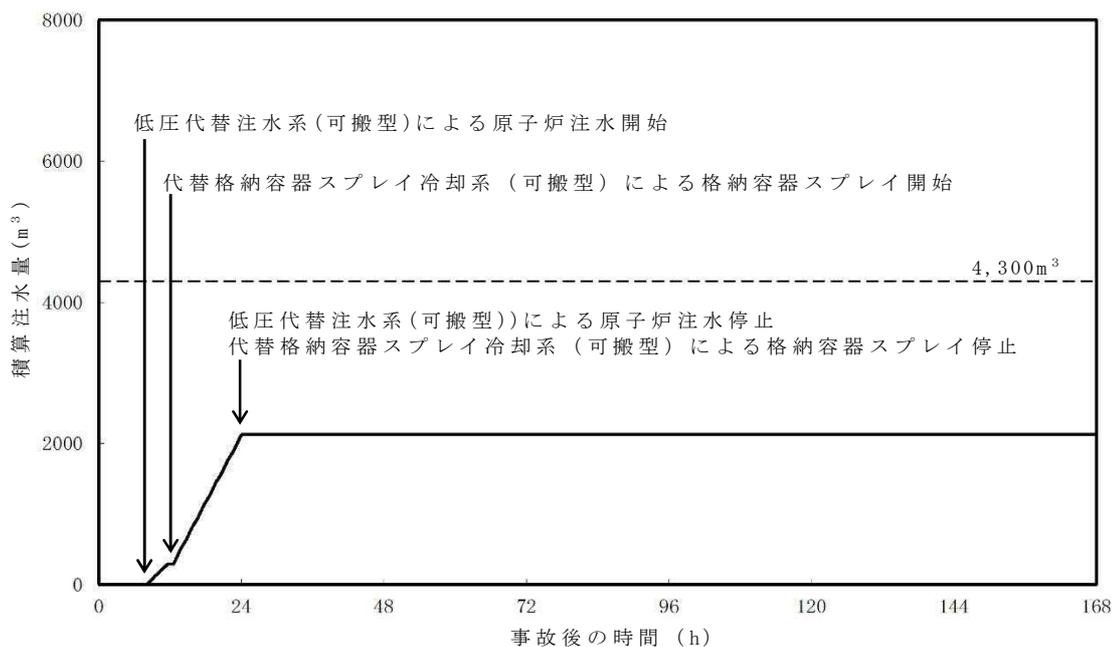
### 3. 時間評価

事象発生から低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，高圧代替注水系により原子炉注水を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 2,130m<sup>3</sup> である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,130m<sup>3</sup> 必要と

なるが、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 5,000m<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。

7日間における燃料の対応について  
 (全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

事象: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。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)} = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり,7日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ 1台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ系(可搬型)) $218\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)} = \text{約 } 36.6\text{kL}$	7日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約210kLであり,7日間対応可能

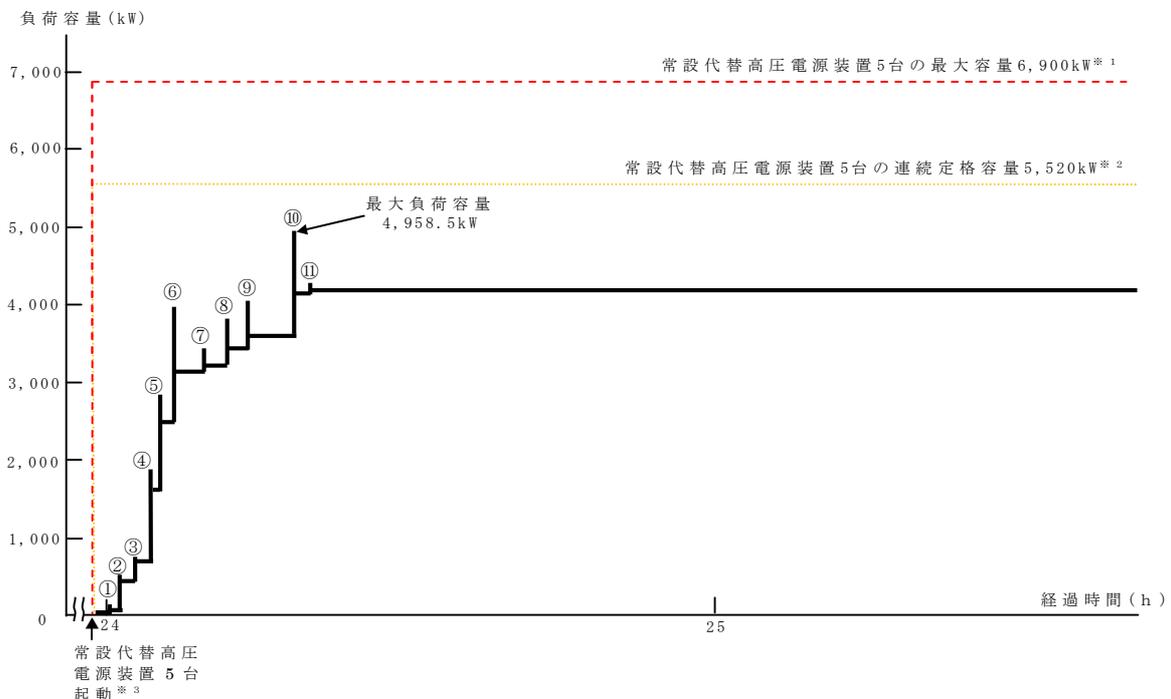
常設代替交流電源設備の負荷

(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2A ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2B ・その他負荷	35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 -54.3	3,461.7	3,244.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑩	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)  
 ※3：緊急用母線及び非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量の観点で常設代替高圧電源装置を5台起動する

### 2.3.3 全交流動力電源喪失 (T B P)

#### 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 (T B P)」に含まれる事故シーケンスとしては、「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「外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗」、②「サポート系喪失 (直流電源故障) + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 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 (T B P)」は、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により、電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、逃がし安全弁 1 弁が開固着することで原子炉圧力が低下し、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁からの蒸気の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、緩和措置が取られない場合には、炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源喪失した状態において、逃がし安全弁 1 弁開固着によって、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ことで原子炉注水機能が喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、交流動力電源及び直流電源の供給機能に加えて交流動力電源を必要としない高圧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。

以上により、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁 1 弁開固着

によって蒸気駆動の原子炉注水設備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蒸気駆動の原子炉注水設備を用いた原子炉注水によって原子炉水位を維持し、その後原子炉を減圧し可搬型の注水設備を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器スプレイを用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

### (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（T B P）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。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、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源からの給電後の残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.3-1 図に、対応手順の概要を第 2.3.3-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 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、必要な要員は初動対応要員 22 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名、現場操作を行う重大事故等対応要員 13 名である。

招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名、低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行う重大事故等対応要員 4 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 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、初動対応要員 22 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、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。さらに、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力計等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復することを確認する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域、燃料域）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。

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線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、常設代替高圧電源装置による交流電源復旧等を開始する。

e. 逃がし安全弁再閉鎖失敗の確認

主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず、原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。

逃がし安全弁再閉鎖失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

原子炉圧力は徐々に低下するが原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続されていることを適宜確認する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続していることの確認に必要な計装設備は、原子炉水位計等である。

f. 低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失の確認後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備、ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

#### h. 交流電源の回復操作

早期の電源回復不能の確認後、対応可能な要員により非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

#### i. 直流電源の負荷切離し操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切り離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

#### j. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った時点で原子炉注水は開始され、原子炉水位は回復する。原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止した場合は、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め 7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

#### k. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備

は、原子炉水位計（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量系等である。

1. 代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に到達した場合は，現場操作にて代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。

代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，サブプレッション・チェンバ圧力計，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計，サブプレッション・プール水位計等である。

m. 常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

o. 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

p. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，低圧代替

注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを開始する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位計（広帯域），残留熱除去系系統流量計等である。

以降は，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施する。

#### q. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

#### r. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

### 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，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し，逃がし安全弁の再閉鎖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「外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗」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，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造物との熱伝達及び内部熱伝導，スプレー冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度の評価結果がS A F E Rコードより低くなるC H A S T Eコードは使用しない。

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) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失す

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、全交流動力電源を喪失するものとする。同時に、逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急閉信号は保守的に考慮せず、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) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力  $1.04\sim 7.86\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉圧力が  $1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ まで低下した時点で停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）（6 弁及び開固着の 1 弁と合わせて合計 7 弁）

を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（可搬型）

原子炉注水のみを実施する場合は、炉心冷却性の観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m<sup>3</sup>/h、注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、130m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また、格納容器スプレイは、サブプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプは1台使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、最小流量特性（0～1,676m<sup>3</sup>/h、注水圧力0～1.55MPa[dif]）で原子炉へ注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、原子炉注水を停止している期間に1.9×10<sup>3</sup>t/hの流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）とする。

(h) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）

格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切り換える。伝熱容量は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）と同様とする。

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 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて一部の負荷を切り離し、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切り離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、状況判断、低圧代替注水系（可搬型）の準備及び減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 3 時間 1 分後に実施する。
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(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（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.3-4図から第2.3.3-8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した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2.3.3-9図から第2.3.3-14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブレーション・プール水位及びサブレーション・プール水温度の推移を第2.3.3-15図から第2.3.3-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む二相水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

#### a. 事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

逃がし安全弁1弁が開固着することで，蒸気の流出が継続し，事象発生約1.3時間後に原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下する。

事象発生約3時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始するとともに，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による原子炉減

圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出により原子炉水位は一時的に低下するが、低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位は徐々に上昇し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後、原子炉減圧操作により減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し、ボイド率は低下する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、上記の挙動に伴い増減する。

また、全交流動力電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているため、崩壊熱により発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生約 14 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始する。

事象発生 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流電源供給を開始した後は、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に切り換えることで、炉心の冷却が維持され、また、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.3-9 図に示すとおり、低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、炉心の

露出に伴い上昇し、事象発生約 212 分後に約 746°C に到達するが、評価項目である 1,200°C を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体で発生している。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% 以下にとどまることから、評価項目である 15% を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.3-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa [gage] 以下に維持される。このため、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（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa [gage] 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を下回る。

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り、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.28MPa [gage] 及び約 141°C に抑えられる。このため、炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa [gage]）及び 200°C を下回る。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水が維持され、炉心の冷却が維持される。その後、約 24 時間後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.3.1）

安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めると

ともに、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、冷温停止状態とする。

以上により、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は、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。

本重要事故シーケンスは、全交流動力電源喪失に加えて、逃がし安全弁1弁が開固着することに伴い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し原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下するため、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び事象発生24時間後に交流電源を復旧し、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

##### (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実施する重要現象は、「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、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて50℃程度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、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向

を適切に再現できているため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に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、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.2)

#### 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、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において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、有効性評価解析において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、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル) はH D R 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾

向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価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雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.2)

## (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2.3.3-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を実績値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した44.0kW/mに対して最確条件は約33~41kW/mであり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力及びサプレッション・プール水位の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

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

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.3.2)

(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、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33~41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度

33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、格納容器圧力等の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目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（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることで、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 2.3.3.2）

## b. 操作条件

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

操作条件の直流電源の負荷切離し操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離し操作（現場）は、解析上の操作開始時間として

事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 3 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 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、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.3.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離し操作は、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操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

### (3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメ

ータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離し操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離し操作（現場）は事象発生から 8 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は 875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足する。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、事象発生約 14 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を 3 時間後と想定していることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.3.2, 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、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。この結果、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（T B P）」において重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「2.3.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 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」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また、必要な招集要員は 6 名であり、発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 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（T B P）」において、必要な水源、燃料、電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

###### a. 水 源

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,160m<sup>3</sup> 必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 5,000m<sup>3</sup>

の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく注水継続が可能である。

(添付資料 2.3.3.4)

#### 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、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 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については、事象発生からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.3.3.5)

#### c. 電 源

常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、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、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.3.6)

### 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（T B P）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し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ことに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、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（T B P）」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（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系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（T B P）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心冷却を維持することができる。また、残留熱除去系による格納容器除熱を継続することで、格納容器の健全性を長期的に維持することができる。

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並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、判断基準を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さ

い。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBP)」において、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、残留熱除去系による格納容器除熱操作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(TBP)」に対して有効である。

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（TBP）時における重大事故対策について（1/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となったことを確認する。</li> <li>原子炉スクラムを確認する。</li> <li>主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。</li> <li>再循環ポンプがトリップしたことを確認する。</li> <li>原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し、逃がし安全弁の開固着を確認する。</li> </ul>	逃がし安全弁 所内常設直流電源 設備	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA）
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達し、原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。</li> </ul>	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉水位が回復したことを確認する。</li> <li>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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> <li>逃がし安全弁 1 弁の開固着により原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉水位が低下するまでの間継続する。</li> </ul>	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】

【 】: 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（TBP）時における重大事故対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>以上により，早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	—	—	—
低圧代替注水系（可搬型）による起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。</li> <li>現場操作にて系統構成実施後，ポンプ起動操作を実施する。</li> </ul>	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	—
タンクローリによる燃料補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給を実施する。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
交流電源の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>			
直流電源の負荷切り離し操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切り離しを実施する。</li> </ul>	所内常設直流電源設備	—	—

【 】：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 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（TBP）時における重大事故対策について（3/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回り原子炉水位が回復する。</li> <li>・ 原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止した場合は、逃がし安全弁（自動減圧機能）弁を手動開放により、原子炉減圧操作を実施する。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能） 代替淡水貯槽 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水大型ポンプ タンクローリ	サブプレッション・プール水温度計 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復することを確認する。</li> <li>・ 以降、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量計 代替淡水貯槽水位計
代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage] に到達に到達したことを確認する。</li> <li>・ 代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ操作を実施する。</li> </ul>	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウエル圧力計 サブプレッション・チェンバ圧力計 ドライウエル雰囲気温度計 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計 サブプレッション・プール水位計 代替淡水貯槽水位計
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—

【 】: 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（TBP）時における重大事故対策について（4/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2C 及び 2D を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用母線受電後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。</li> <li>残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却を実施する。</li> <li>以降、残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器冷却を交互に実施しつつ、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位計（広帯域） 原子炉水位計（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量計】 【残留熱除去系海水系系統流量計】 低圧代替注水系原子炉注水流量計 サプレッション・チェンバ圧力計 ドライウェル圧力計
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給を実施する。</li> </ul>	—	—	—

【 】：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

コメント No. 163-46 に対する回答

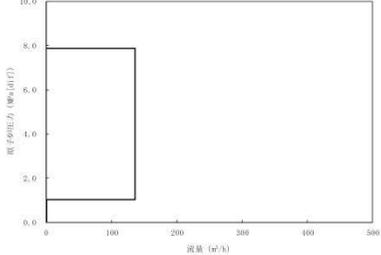
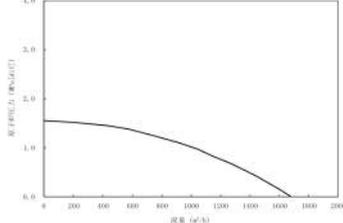
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（1/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A型）	9×9 燃料（A型）と 9×9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

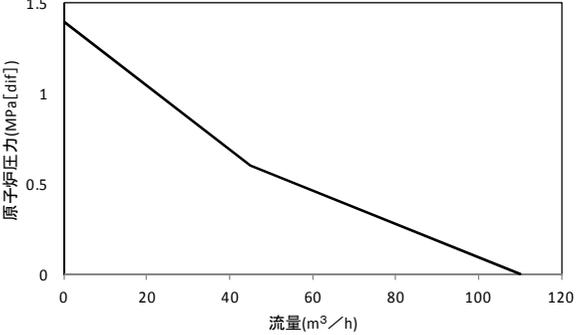
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（2/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウエル）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 気相部：3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が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 逃がし安全弁 1 弁開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等が機能喪失すると同時に逃がし安全弁 1 弁が開固着するものとして設定。 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない。
	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ことを想定

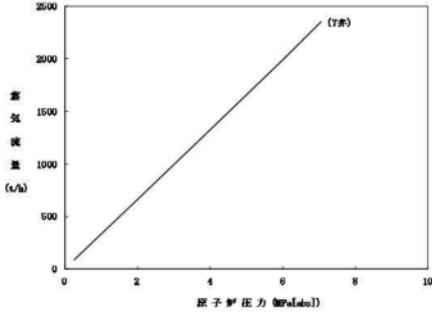
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（3/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴う原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急閉信号は保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持 原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止  最小流量特性 ・注水特性：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定。原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。 
	残留熱除去系（低圧注水系）	最小流量特性 注水流量：0～1,676m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（4/6）

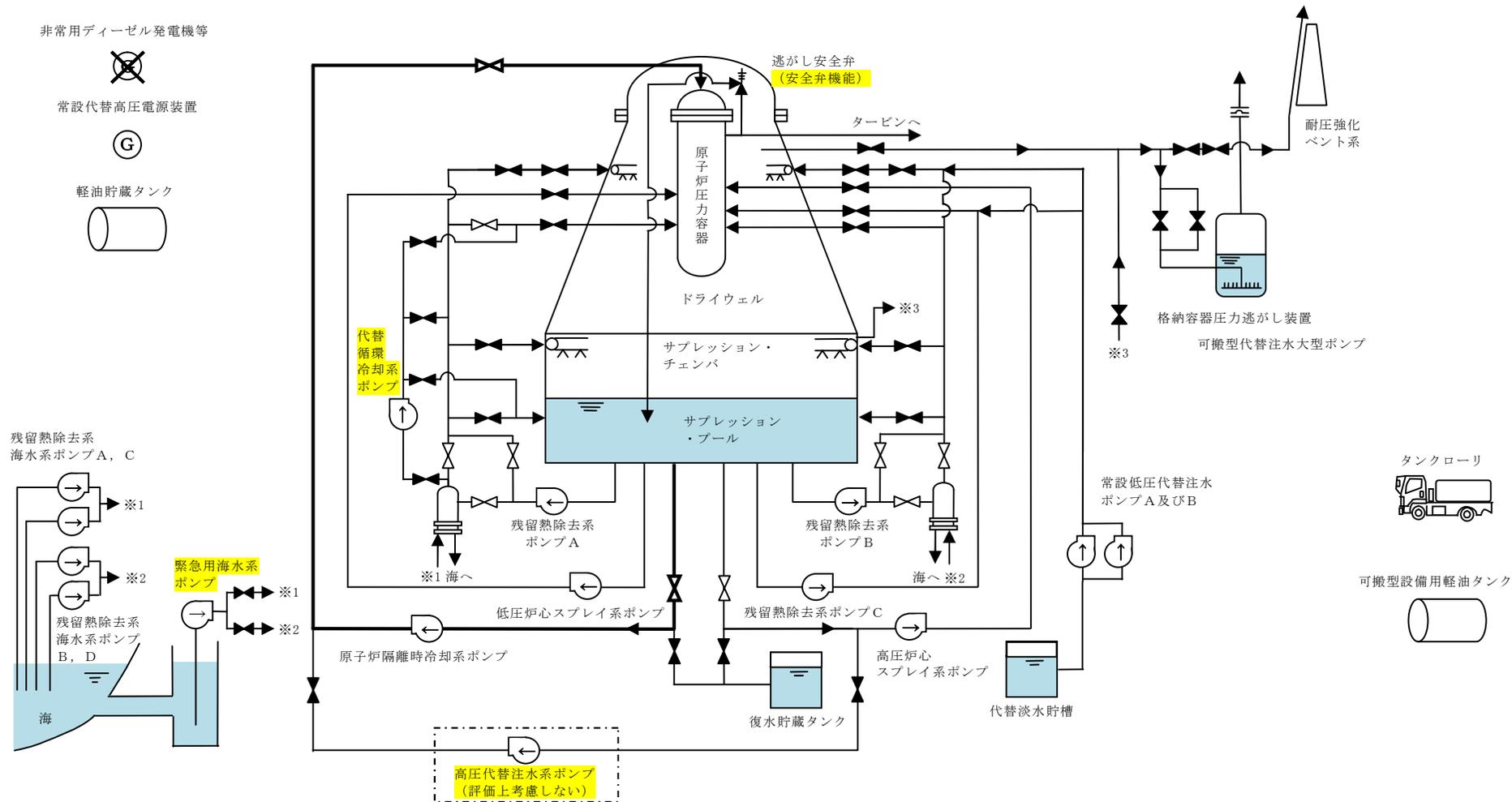
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定）	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し、279kPa[gage] に到達した場合に再開  スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（5/6）

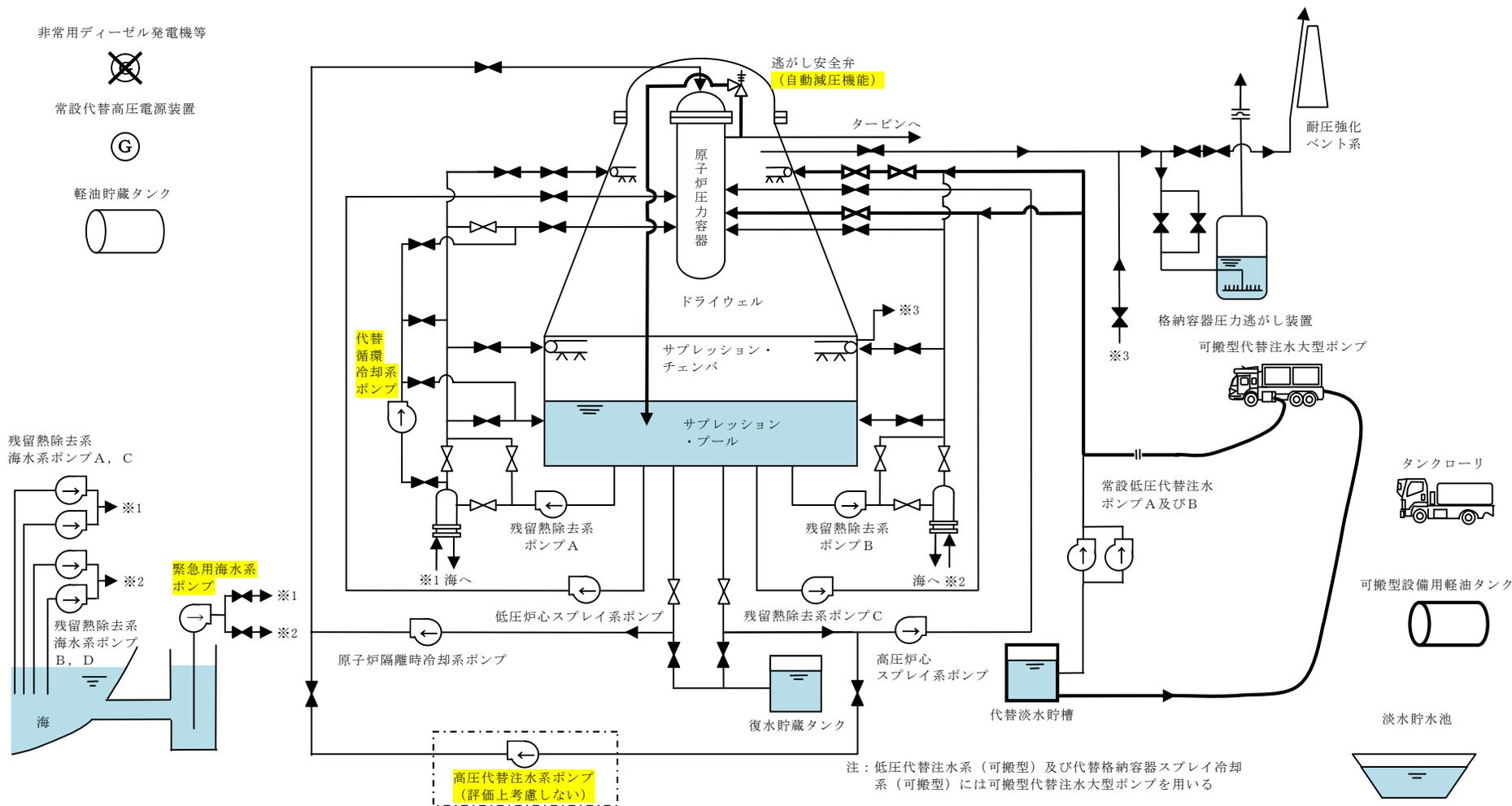
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件  逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定
	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6 弁を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 弁と合わせて 7 弁で減圧） <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： $1.9 \times 10^3 \text{ t/h}$ （95%：ドライウエール，5%：サブプレッション・チェンバ）	設計値を設定
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（6/6）

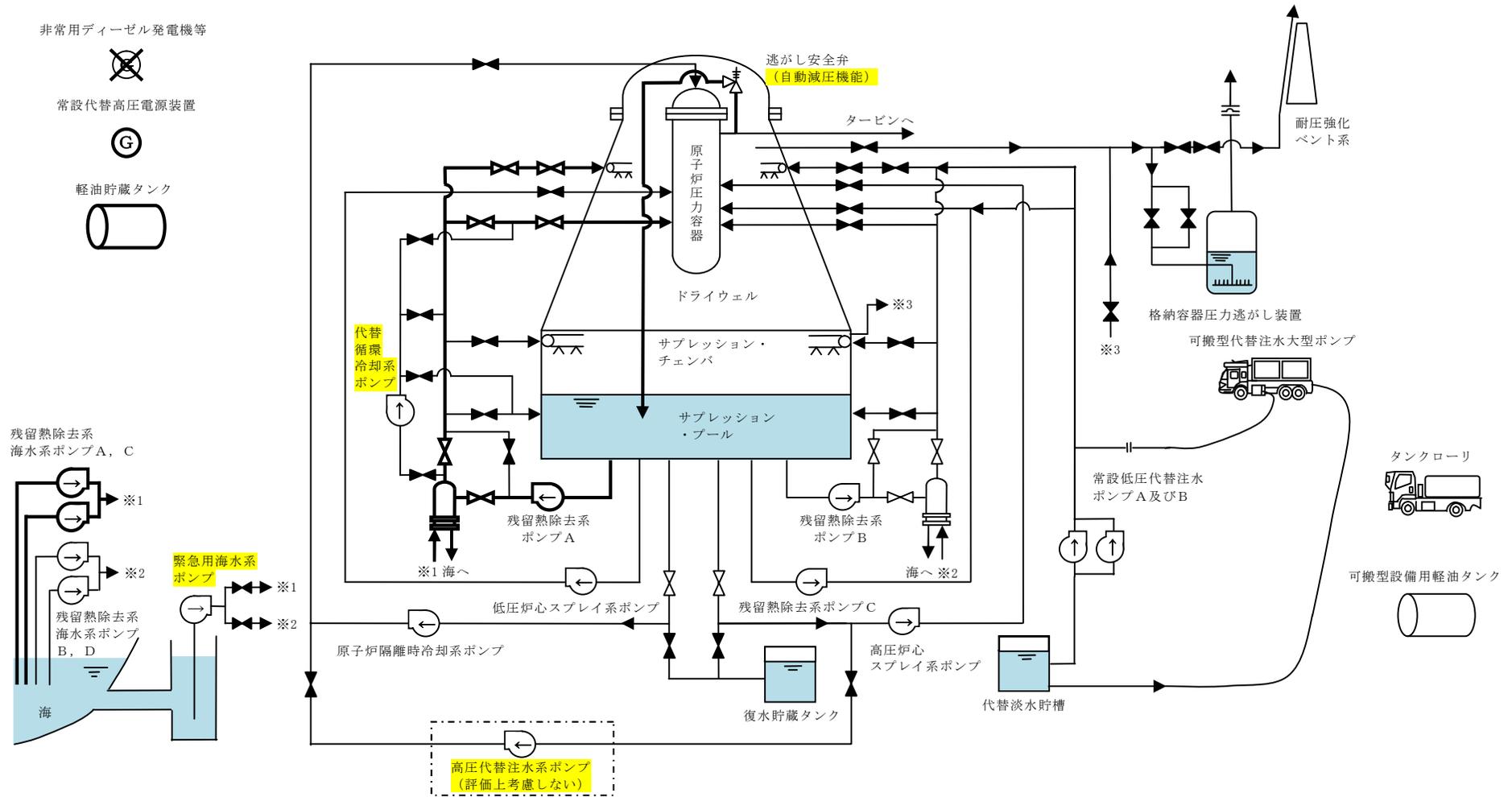
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
関連する重大事故等対策に 操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断，低圧代替注水系（可搬型）の準備及び原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)  
 コメント No.182-15 に対する回答

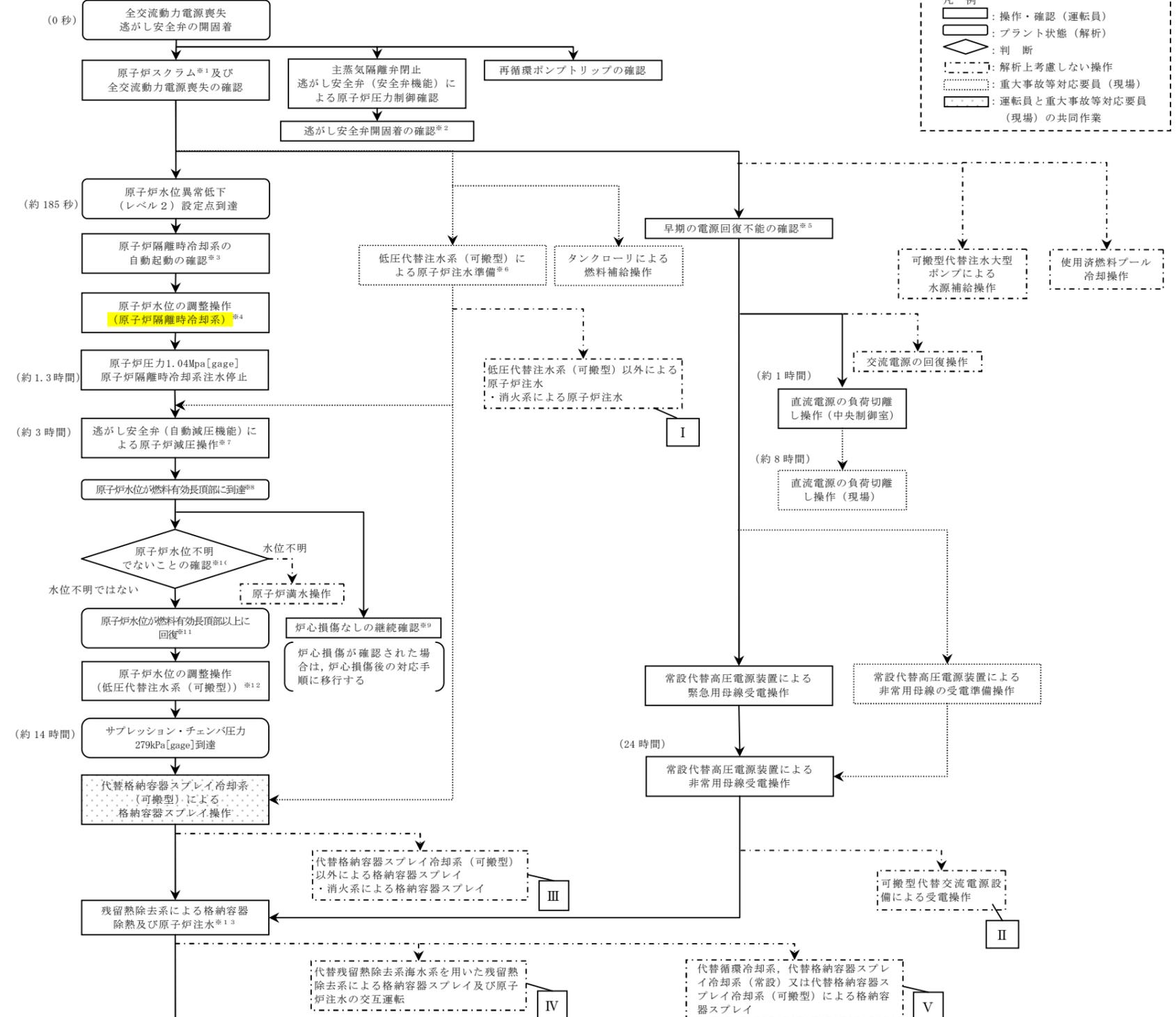


第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (低压代替注水系 (可搬型) 注による原子炉注水及び  
 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 注による格納容器冷却段階)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

(解析上の時刻)



【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】

I 低圧代替注水系（可搬型）と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

II 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

III 代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレーも実施可能である。

IV 代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

V 代替循環冷却系、代替格納容器スプレー冷却系（常設）又は代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器スプレーも実施可能である。流量は少ないが、消火系及び復水補給水系による格納容器スプレーも実施可能である。

- ※ 1 : 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※ 2 : 主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し、逃がし安全弁の開固着を確認する。
- ※ 3 : 中央制御室にて機器ランプ表示、系統流量計指示等にて確認する。
- ※ 4 : 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
- ※ 5 : 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線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。
- ※ 6 : 全交流動力電源喪失を確認した場合は、速やかに低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお、低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）には可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
- ※ 7 : サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、低圧代替注水系（可搬型）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系を停止する想定としている。
- ※ 8 : 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※ 9 : 炉心損傷は、以下により判断する。（炉心損傷をもって炉心損傷後の手順に移行）
  - ・格納容器雰囲気放射線モニタ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
- ※ 10 : 原子炉水位不明は、以下により判断する。
  - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
  - ・原子炉水位計の電源が喪失した場合
  - ・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
- ※ 11 : 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに、格納容器雰囲気モニタにより燃料の健全性を確認する。
- ※ 12 : 低圧代替注水系（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
- ※ 13 : 残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水モード運転に切り換え、原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレーモード運転に切り替える。

コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 17 に対する回答

第 2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失（TBP）の対応手順の概要

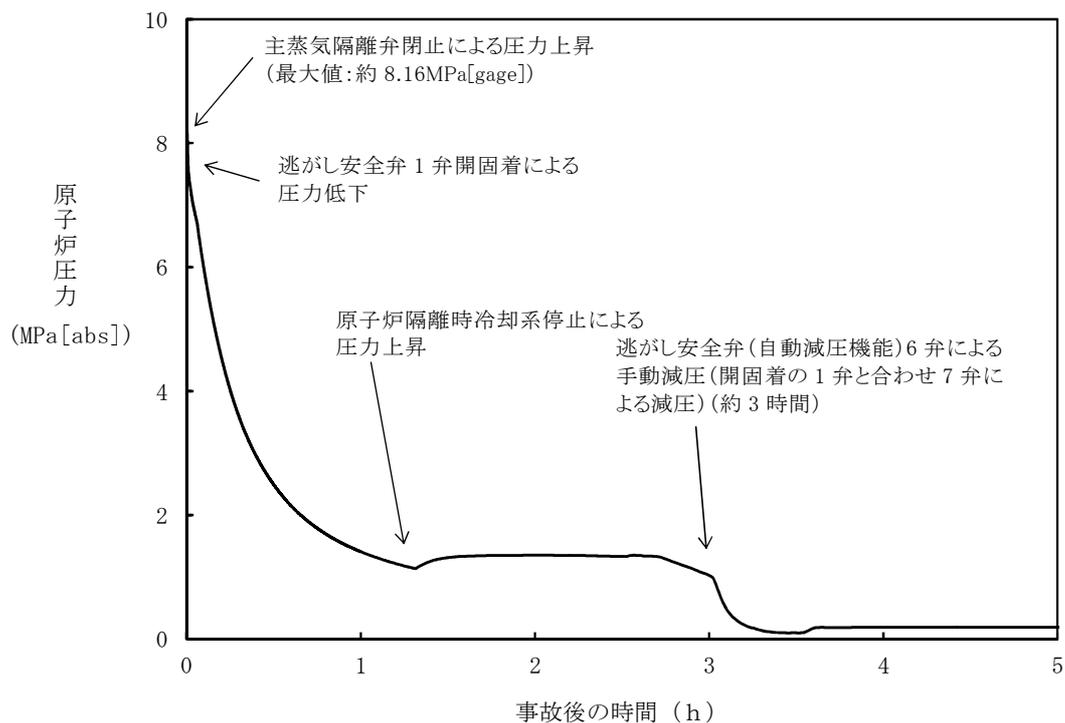
全交流動力電源喪失 (T B P)					経過時間 (分)							備考							
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	事象発生 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断 約79分 原子炉圧力1.04MPa到達 (原子炉隔離時冷却系停止)													
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮															
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐															
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡															
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)																
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認</li> <li>●逃がし安全弁閉鎖の確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●再循環ポンプトリップの確認</li> </ul>	10分														
原子炉水位の調整 操作 (原子炉隔離 時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持														
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分														
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作 (失敗)	2分														
低圧代替注水系 (可搬型)の起動 準備操作	-	-	10人 a~j	●アクセスルート復旧, 可搬型代替注水大型ポンプ準備, ホース敷設等	170分														
交流電源の 回復操作	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●非常用ディーゼル発電機の機能回復</li> <li>●外部電源の機能回復</li> </ul>														解析上考慮しない 対応可能な要員にて実施	
直流電源の 負荷切り離し操作 (中央制御室)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離し操作											6分				

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (T B P) の作業と所要時間 (1/2)  
コメント No. 147-27 に対する回答

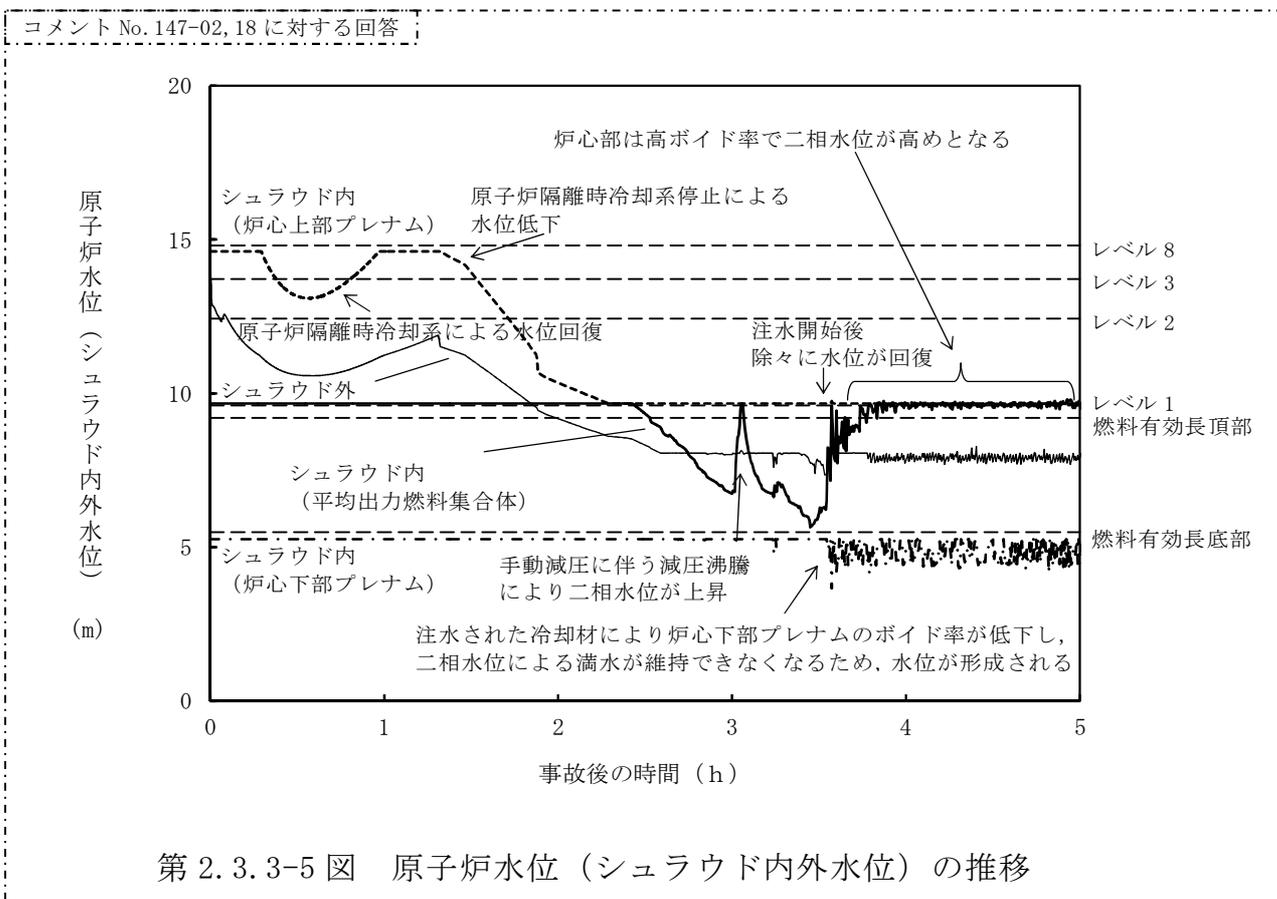
				全交流動力電源喪失 (TBP)												
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40		
					3時間1分 原子炉減圧操作 約14時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系による格納容器スプレイ及び原子炉注水の交互運転開始											
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作												
	-	-	10人 a~j	●アクセスルート復旧, 可搬型代替注水大型ポンプ準備, ホース敷設等	170分											
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後, 適宜監視											
	-	-	【2人】 c, d	●淡水貯水池B(A)から淡水貯水池A(B)への補給	60分											
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●原子炉注水のための系統構成	125分											
タンクローリによる燃料補給操作	-	-	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	90分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6弁の開放操作	1分											
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 (招集)	●原子炉注水の流量調整	系統構成後, 適宜流量調整											
直流電源の負荷切り離し操作 (現場)	-	1人 E	1人 k	●不要負荷の切り離し操作	50分											
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●受電前準備	35分											
	-	【1人】 E	【1人】 k	●受電前準備	70分											
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 (招集)	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整	175分											
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置5台起動及び緊急用母線への受電操作	15分											
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●緊急用高圧母線から非常用母線2C系への受電操作 ●非常用母線2C系から非常用母線2D系への受電操作	5分											
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水操作 ●残留熱除去系による格納容器スプレイ操作及び原子炉注水の交互運転	4分 2分											原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し, 原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	-	-	●使用済燃料プールの冷却操作												使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも, プール水温度が80℃に到達するまでには1日以上以上の時間余裕があるため, 本操作は対応可能な要員にて実施する。
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	-	●可搬型代替注水大型ポンプの移動, ホース敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作												対応可能な要員にて実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び招集6人													

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の作業と所要時間 (2/2)

コメント No. 147-27 に対する回答

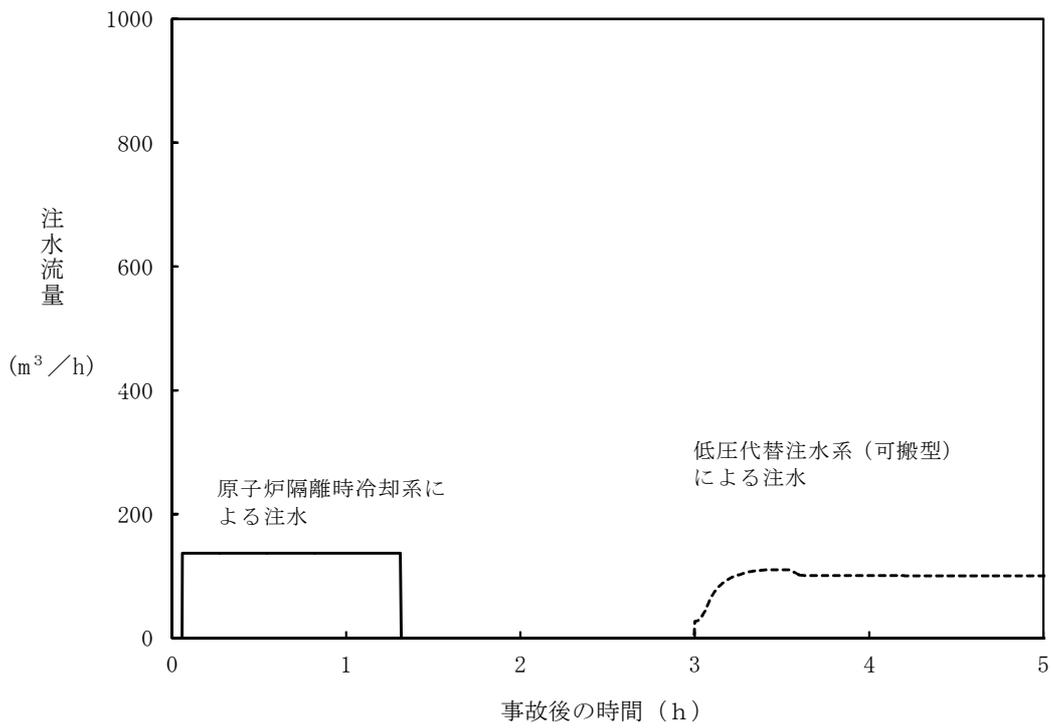


第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移

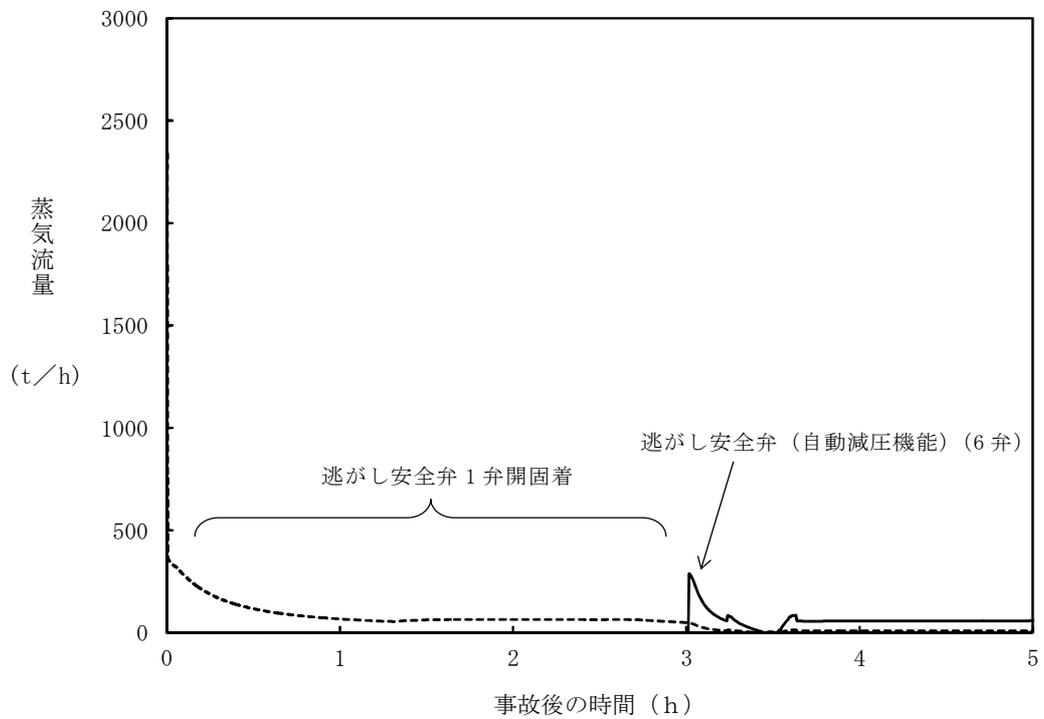


第 2.3.3-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

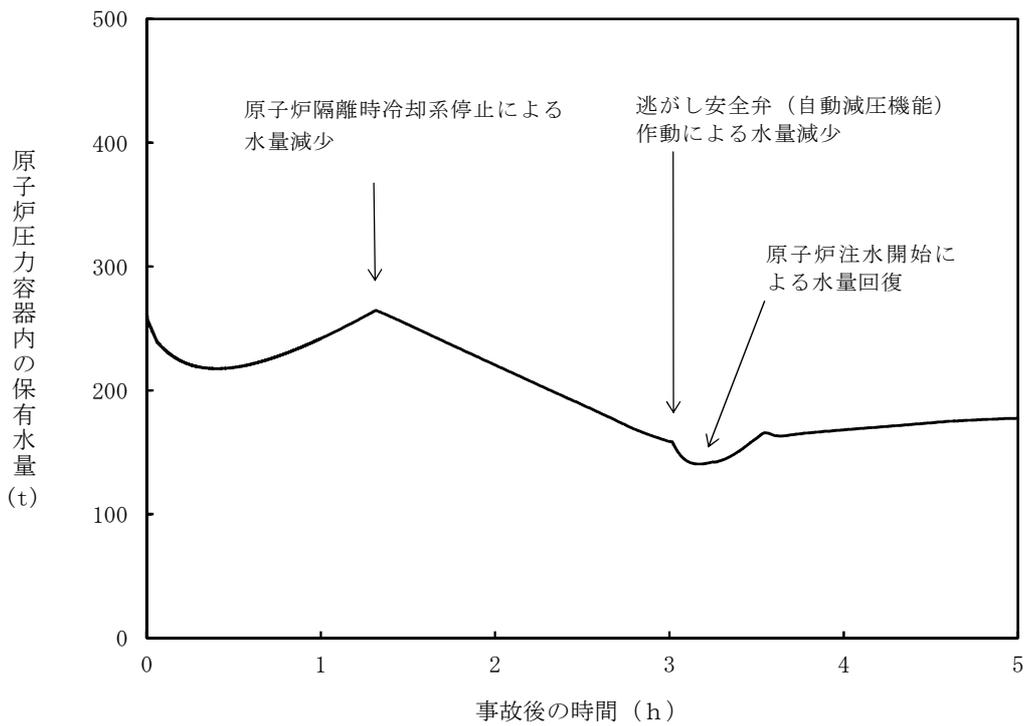
コメント No. 147-05 に対する回答



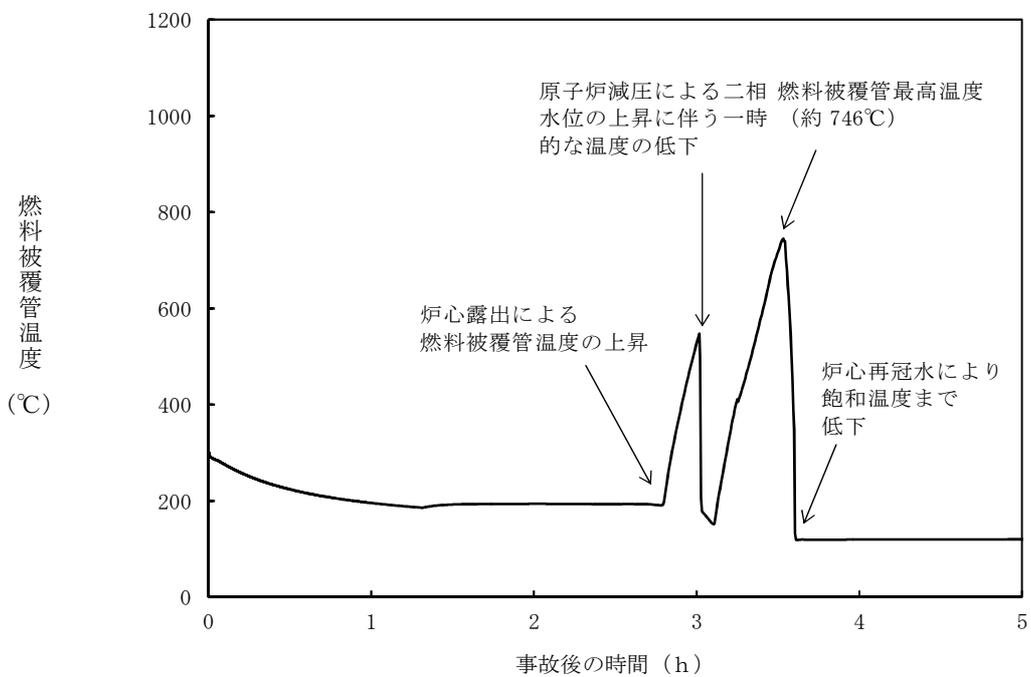
第 2. 3. 3-6 図 注水流量の推移



第 2. 3. 3-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

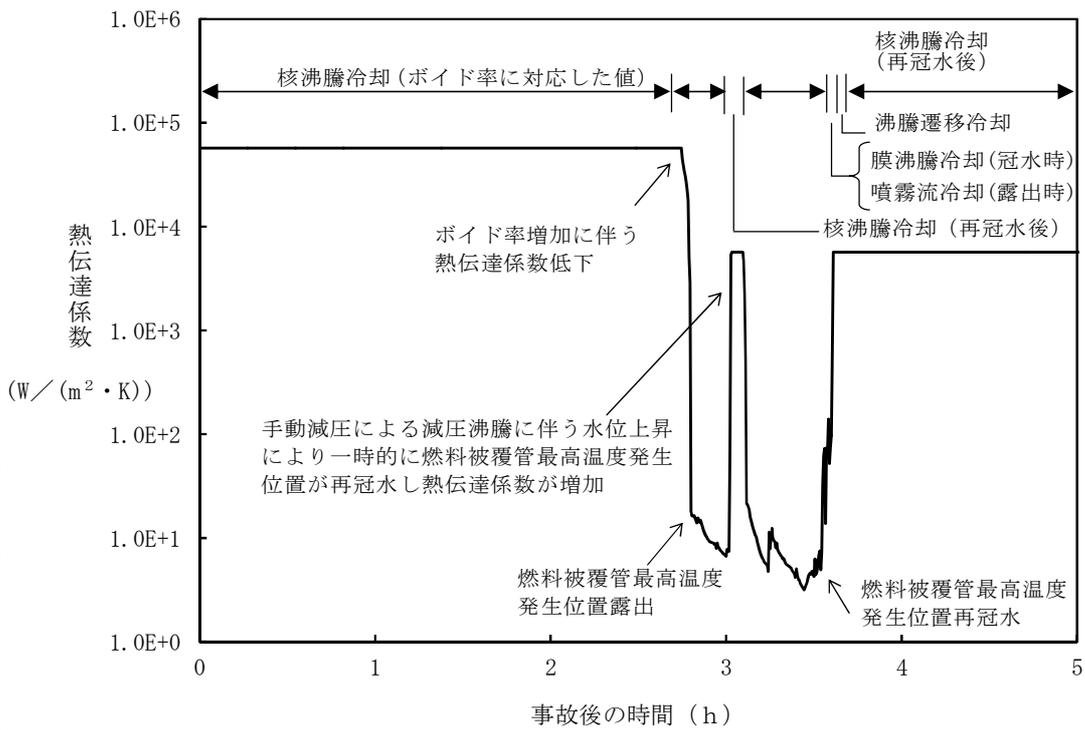


第 2.3.3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



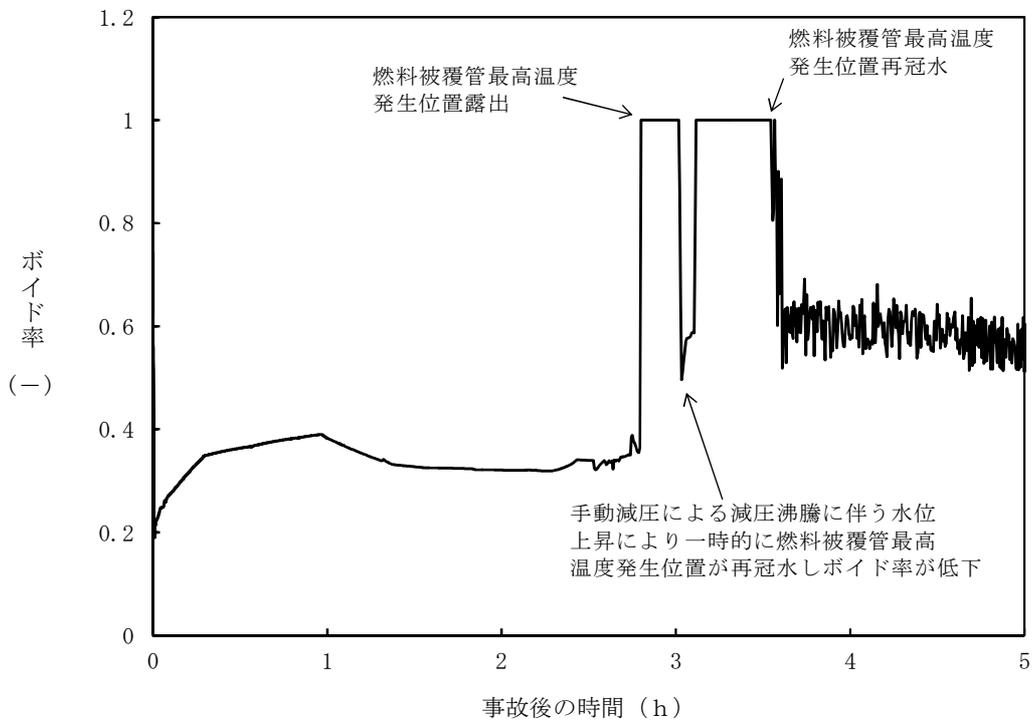
第 2.3.3-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答

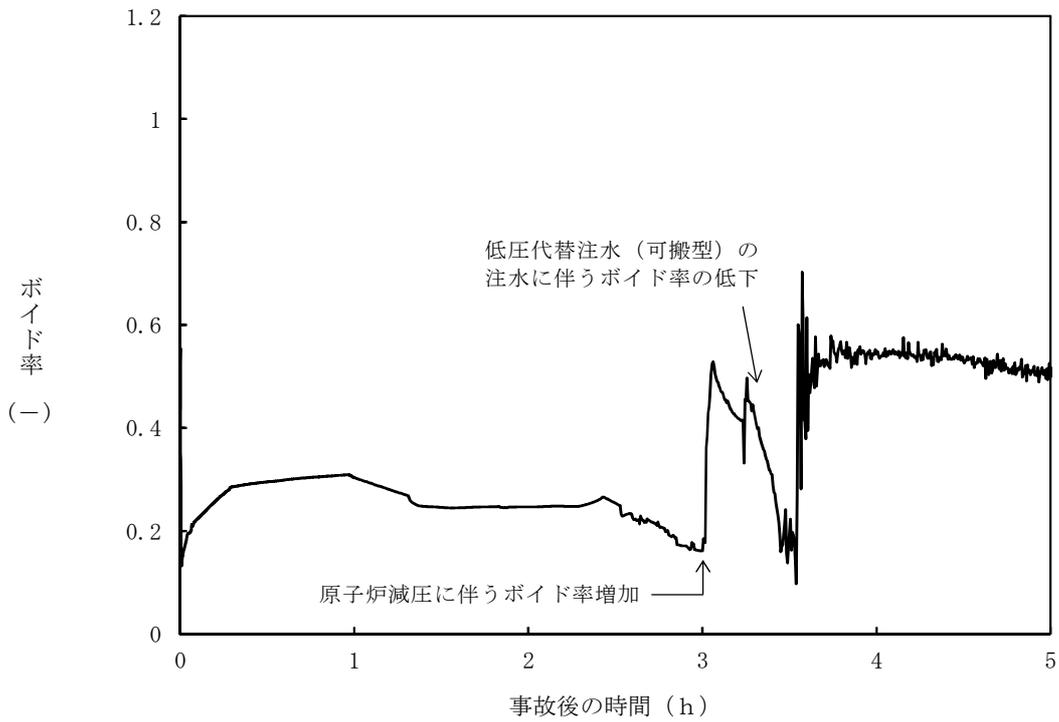


第 2.3.3-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

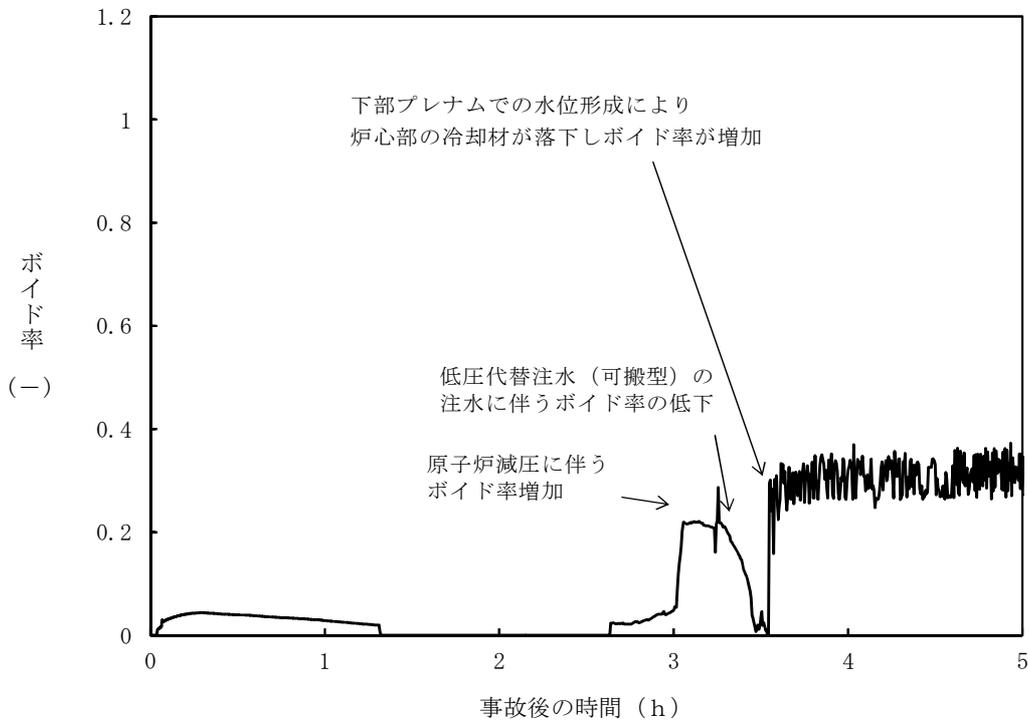
コメント No. 147-02.05 に対する回答



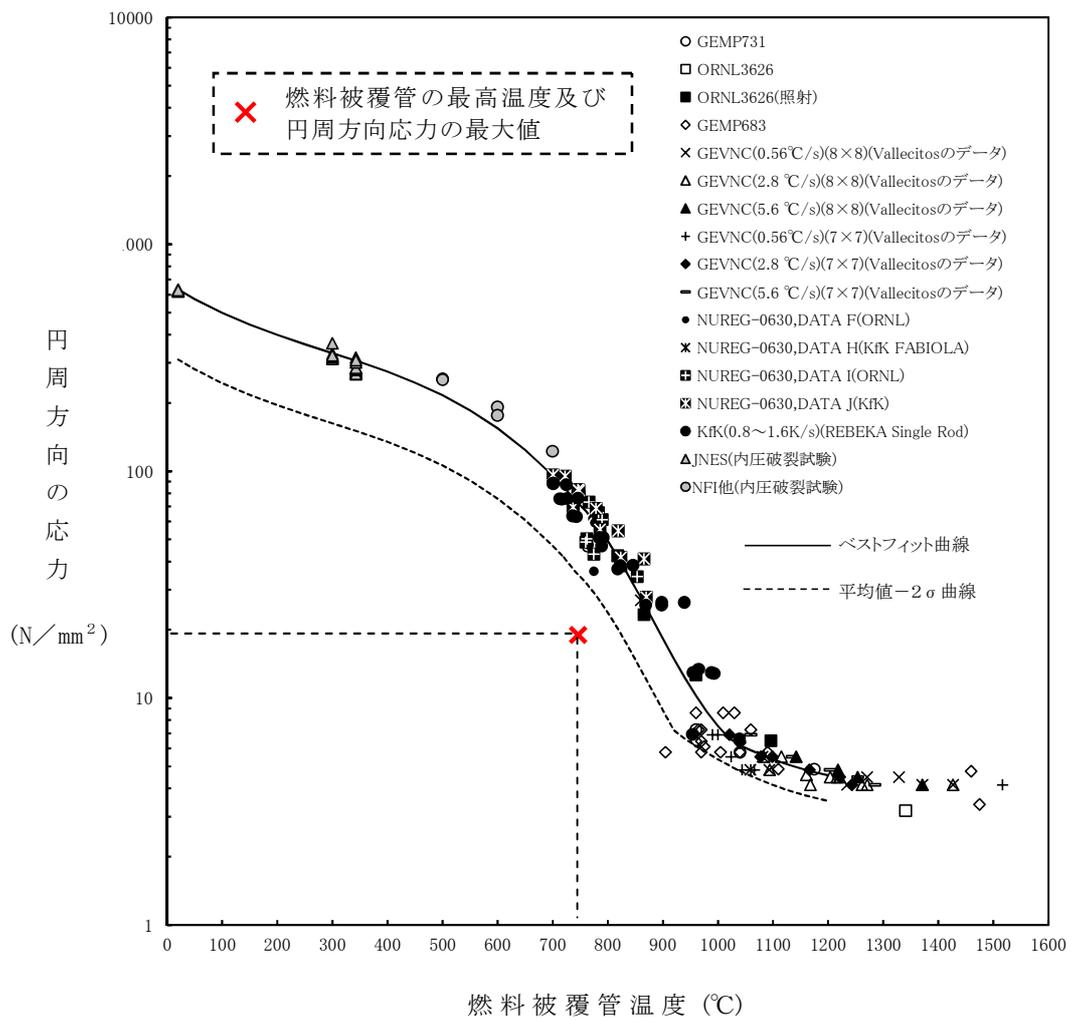
第 2.3.3-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



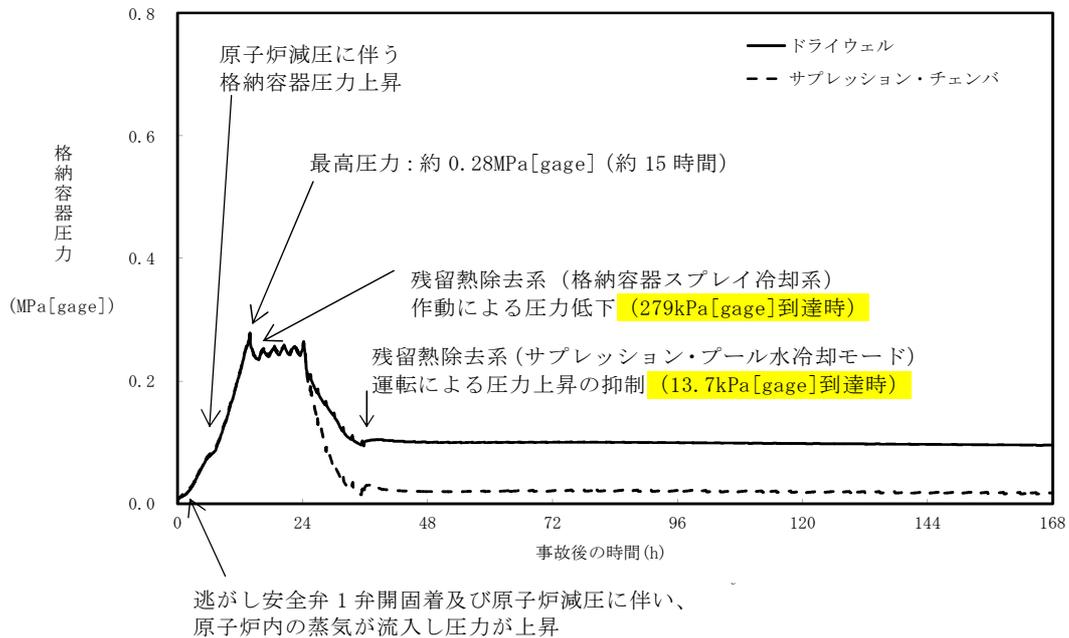
第 2. 3. 3-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



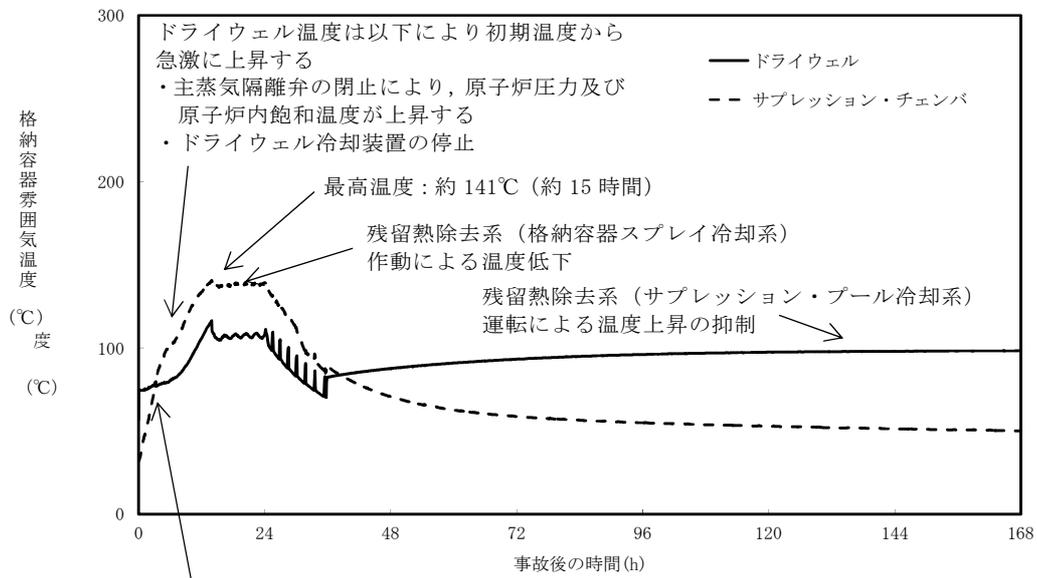
第 2. 3. 3-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.3.3-14 図 燃料被覆管破裂が発生した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



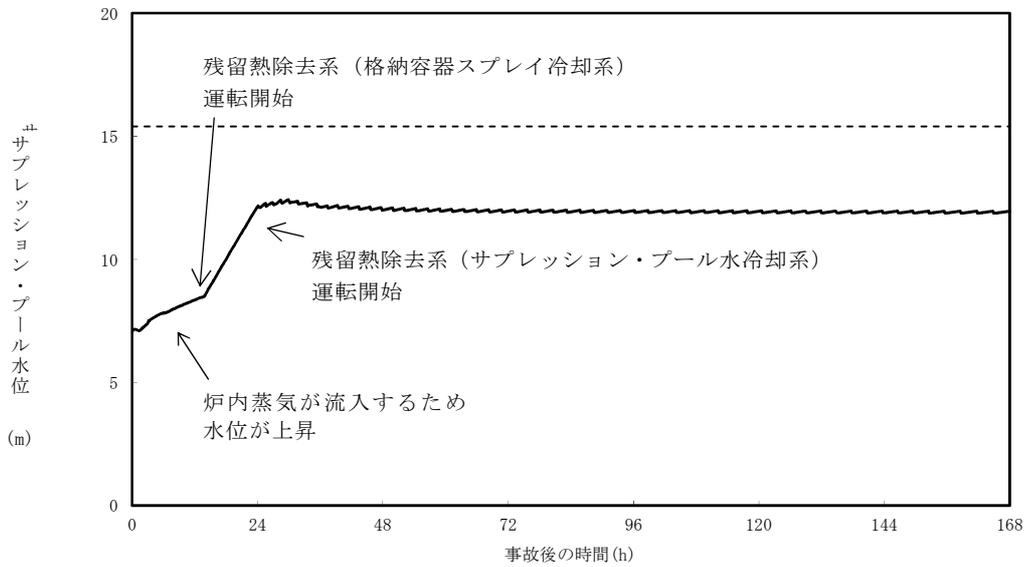
第 2.3.3-15 図 格納容器圧力の推移



原子炉減圧に伴い原子炉飽和温度が低下することで、圧力容器壁面（内表面）温度が低下し、熱伝導の遅れを伴って、外表面の温度も低下し、格納容器気相部温度の低下に繋がる。また、格納容器気相部から壁面への伝熱により、壁面温度が上昇することで格納容器気相部温度が低下する

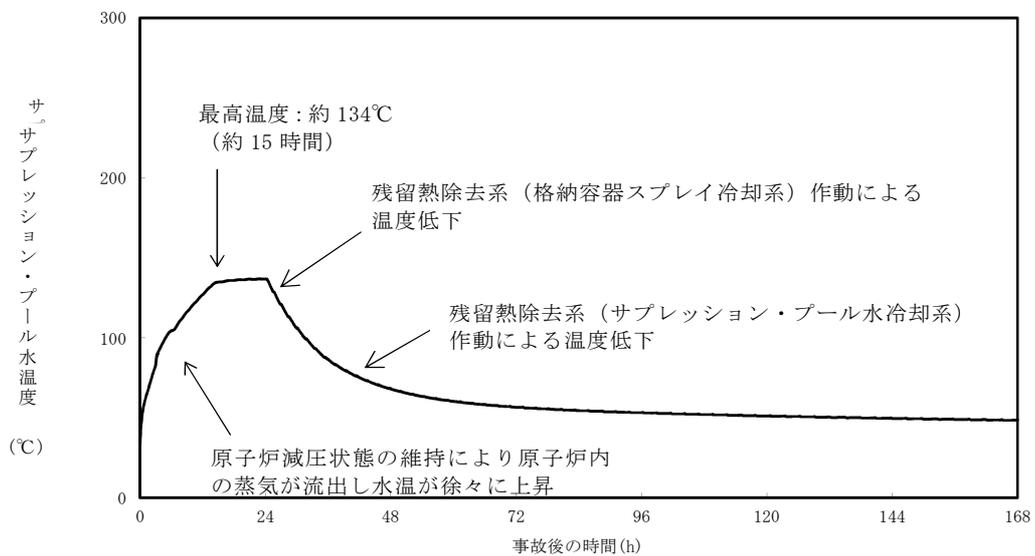
第 2.3.3-16 図 格納容器雰囲気温度の推移

コメント No. 147-05, 40 に対する回答



第 2.3.3-17 図 サプレッション・プール水位の推移

コメント No. 147-05 に対する回答



第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

## 安定状態について（全交流動力電源喪失（T B P））

全交流動力電源喪失（T B P）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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に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：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，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に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の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心の冷却は維持され，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，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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℃を上回ることなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，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（全交流動力電源喪失（TBP））

第 1-1 表 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（S A F E R）（1/2）

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
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、沸騰遷移、気液熱非平衡	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とあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において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、有効性評価解析において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の判断基準に対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び発熱熱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温度を高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るが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び発熱熱の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータの判断基準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。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大 746℃程度であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大 746℃程度であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 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 (S A F E R) (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
炉心	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、実験結果とおおむ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、原子炉隔離時冷却系及び「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、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大 746℃程度であり、判断基準に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉 圧力容器	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	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ト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。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化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おおむ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、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間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は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表 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)

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。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉 压力容器	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)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、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、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝達				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ)	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。
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279～約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91～約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、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く、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+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎ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、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下 (レベル2) までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下 (レベル2) までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料 (A型)と9×9燃料 (B型)は、熱力学的特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料 (A型)及び9×9燃料 (B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9燃料 (A型)及び9×9燃料 (B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるこのため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

添付 2. 3. 3. 2-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		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	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2~4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25~58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約 4,092m <sup>3</sup> ~約 4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,308m <sup>3</sup> ~約 3,342m <sup>3</sup> (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15~約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定		
		逃がし安全弁1弁開固着	—	本事故シナシ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ことを想定	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。	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号(遅れ時間1.05秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)にてスクラムするものとして設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		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				
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて 自動起動  136.7m <sup>3</sup> /h (1.04~ 7.86MPa[gage]におい て)	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて 自動起動  136.7m <sup>3</sup> /h (1.04~ 7.86MPa[gage]におい て)	設計値を設定。原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	
	残留熱除去系 (低圧注水系)	最小流量特性 ・注水流量:0~1,676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力:0~ 1.55MPa[dif]	・注水流量:0~1,676m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力:0~ 1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であり、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータの判断基準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・プール冷却モード)	熱交換器1基あたり 約43MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器1基あたり 約43MW以上 (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃以下において)	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度が低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、これらのパラメータを起点とする運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度が低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量:0~110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力:0~ 1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) 定格流量特性 ・注水流量:0~110m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力:0~ 1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量:50m <sup>3</sup> /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量:50m <sup>3</sup> /h以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)	スプレイ流量: 130m <sup>3</sup> /h(一定)	スプレイ流量: 130m <sup>3</sup> /h以上	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		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				
重大事故等対策に 関連する機器条件	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa[gage] 385.2~410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa[gage] 385.2~410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能6弁及びに逃がし安全弁再閉鎖失敗の1弁とあわせて)7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能6弁及びに逃がし安全弁再閉鎖失敗の1弁とあわせて)7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧: 3.45kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧: 3.45kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m <sup>3</sup>	約 9,300m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水池+代替淡水貯槽)	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源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 1,010kL	約 1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、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。	—

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/5）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）</p>	<p>事象発生から3時間1分後</p>	<p>状況判断、低圧代替注水系（可搬型）の準備及び減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。アクセスルートの復旧（がれき撤去）に25分、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等として移動も含め145分を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員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いことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から3時間56分（55分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧を開始できれば、燃料被覆管の最高温度は875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足する。 （添付資料2.3.3.3）</p>	<p>アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分想定している。アクセスルートの復旧（がれき撤去）に25分以内に実施可能であり、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約124分。原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分想定しているところ、訓練実績等では約113分、逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、所要時間を1分想定しているところ、訓練実績等では約1分。想定している範囲内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。</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定 【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 招集要員の招集まで120分を想定している。また、燃料補給に用いるタンクローリは車両であり、招集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員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いことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約82分。また、以降、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おり、許容時間210分のところ、訓練実績等により約25分。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。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	直流電源の負荷切離し操作	事象発生から8時間後	<p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の交流電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断し、常設代替高圧電源装置による緊急用母線及び非常用母線の受電を開始し、これに失敗した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を合わせて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を合わせて2分を想定している。また、重大事故等対処設備の故障は想定しないが、常設代替高圧電源装置の起動操作時間として4分を想定する。よって、認知時間として余裕時間を合わせて16分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場操作のため、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を合わせて50分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切り離し操作は、不要な負荷への給電を遮断する操作であり、その他の操作との並列操作が可能である。</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>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を合わせて設定していることから、準備の完了は解析上の操作開始条件よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切り離し操作は、事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切り離しは、移動も含め所要時間を50分想定しているところ、訓練実績等では約41分であり、想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (4/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作</p>	<p>サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa [gage] 到達時</p>	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力(310kPa[gage])に対する余裕を考慮し設定</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準(サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage])に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉注水の流量調整を並列して実施する場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)は、低圧代替注水系(可搬型)とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員(現場)及び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 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、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この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、評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>格納容器スプレイ操作は、事象発生の約 14 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系(可搬型)と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、可搬型大型ポンプの準備完了を 3 時間後と想定していることから、準備時間を確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 118 分。想定している範囲内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。</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (5/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件 残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、連続して操作を実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が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、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分、残留熱除去系による原子炉注水操作として1分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として5分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが、異なる運転員による対応が可能であることから、他の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、誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが、この場合には格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。	操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、事象発生の約24時間後の非常用母線の受電後に実施するものであり、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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作は所要時間を5分想定しているところ、訓練実績では、約4分。想定範囲内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・注水開始の時間余裕について

## 1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」では，原子炉水位異常低下（レベル2）設定点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，低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した事象発生後の3時間1分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を用いた原子炉減圧操作を実施することで原子炉水位が回復し，炉心が再冠水する評価結果となっている。

ここでは，実際の運転員等操作を考慮し，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止した後に原子炉圧力が上昇し，再起動した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。

## 2. 評価項目への影響

本評価では，運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合の逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）の操作時間余裕について確認した。

第1表に評価結果を示す。また，55分遅れの場合（事象発生後の3時間56分後に減圧操作を実施）の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第1図から第4図に示す。

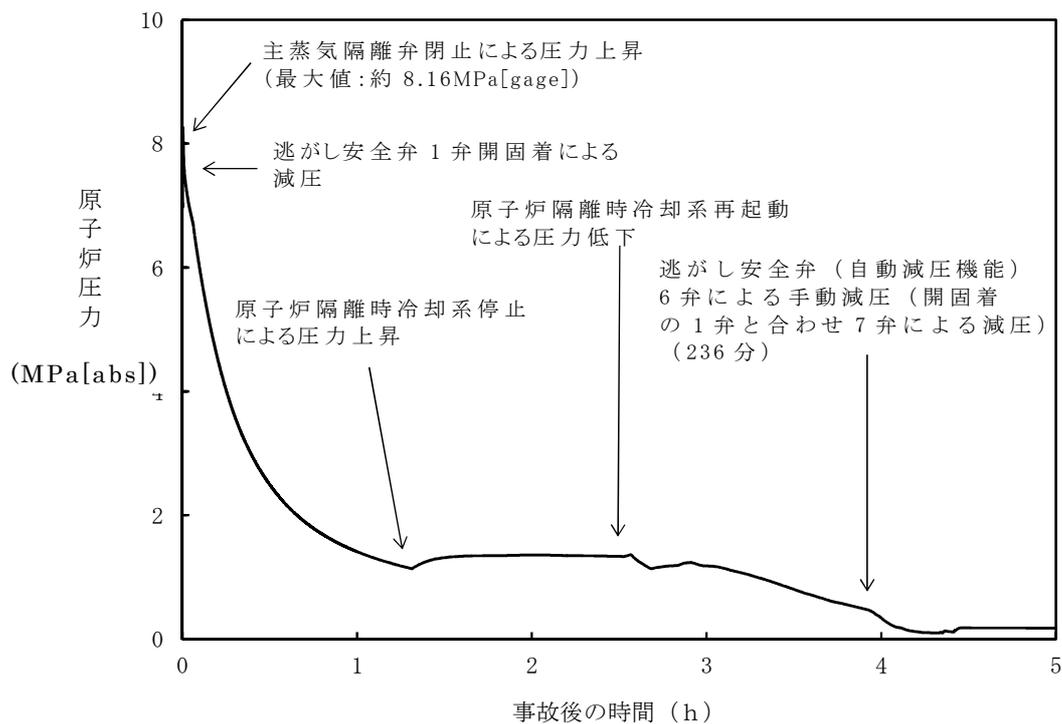
55分遅れの場合でも，評価項目となる燃料被覆管温度 1,200℃及び燃料被覆管酸化割合 15%を下回り，評価項目を満足する。また，

燃料被覆管の破裂も発生していない。以上より、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、少なくとも 55 分程度の時間余裕がある。

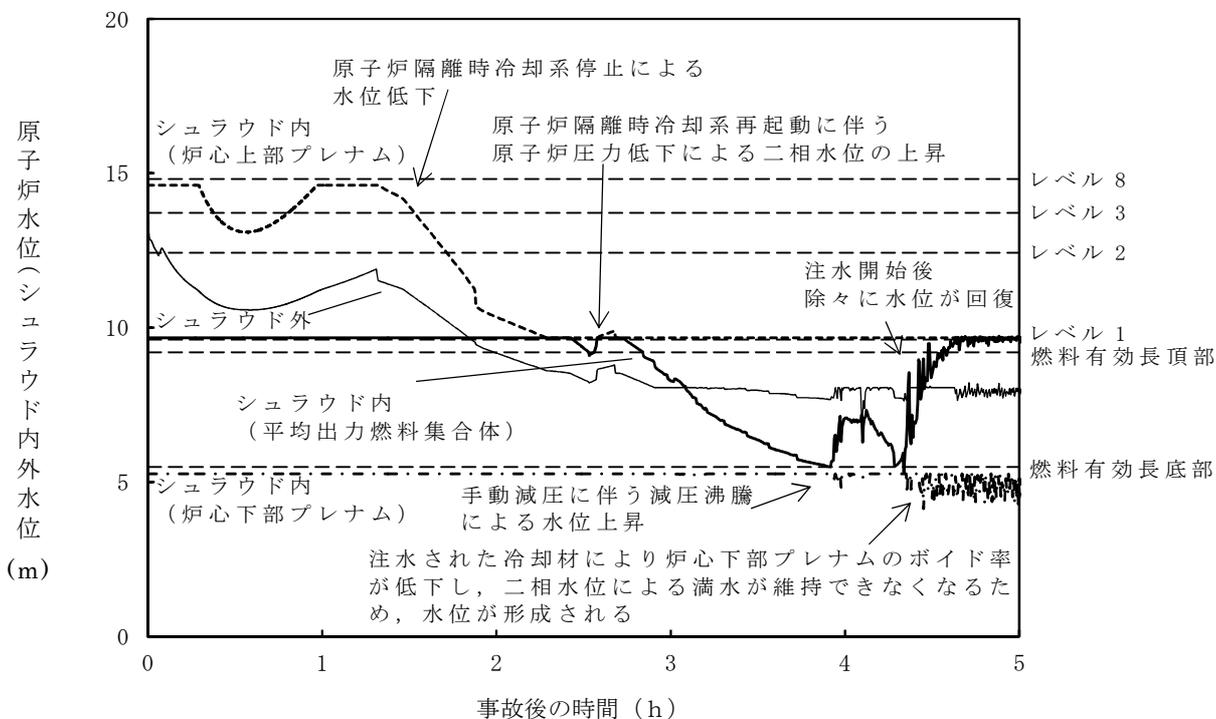
なお、実際には原子炉圧力が再上昇する場合には、原子炉隔離時冷却系の 2 回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから、余裕時間は 55 分よりも長くなるものとする。

第 1 表 操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

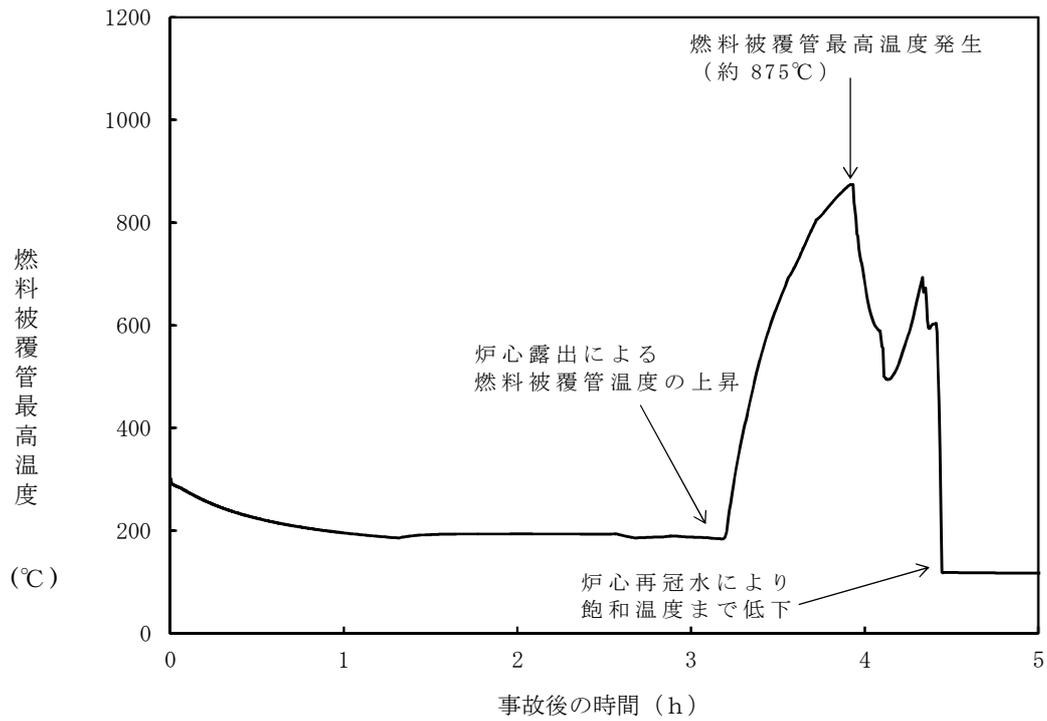
減圧操作の遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量
55 分 (事象発生 3 時間 56 分後に 原子炉減圧開始)	約 875℃	約 2%
60 分 (事象発生 4 時間 1 分後に 原子炉減圧開始)	約 934℃	約 3%



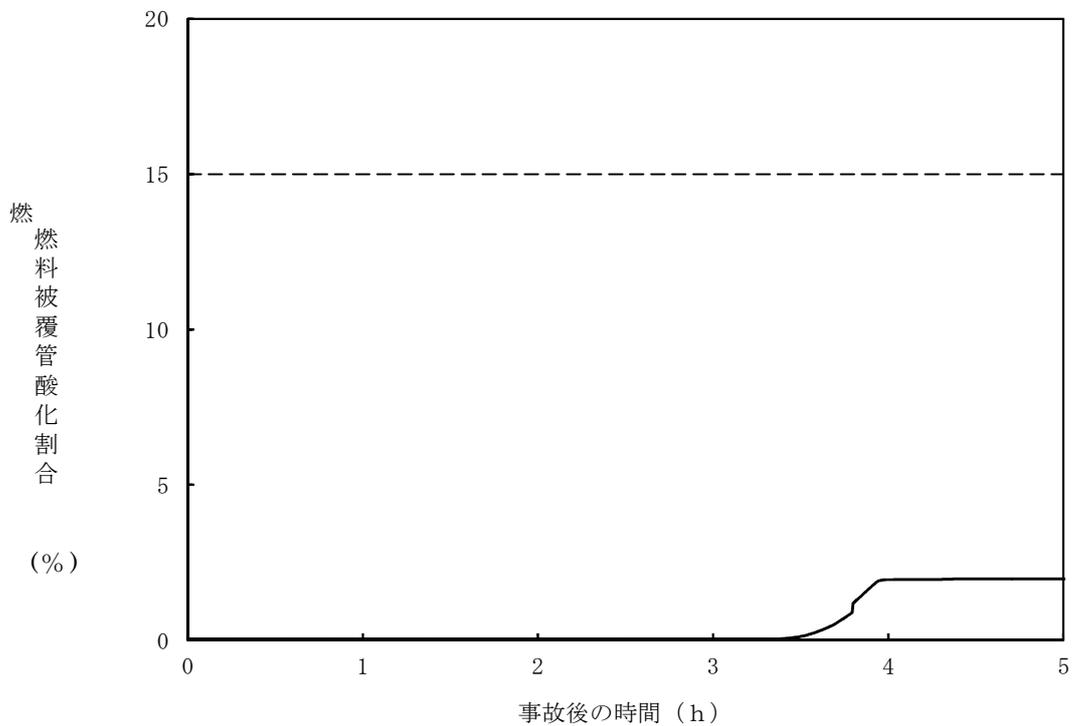
第 1 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)



第 3 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 55 分)



第 4 図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 55 分)

7 日間における水源の対応について  
(全交流動力電源喪失 (T B P))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m<sup>3</sup>
- ・ 淡水貯水池 : 約 5,000m<sup>3</sup> (約 2,500m<sup>3</sup> × 2 基)

2. 水使用パターン

① 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水

事象発生 3 時間後, 定格流量で代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水系 (可搬型) 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) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後, 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。

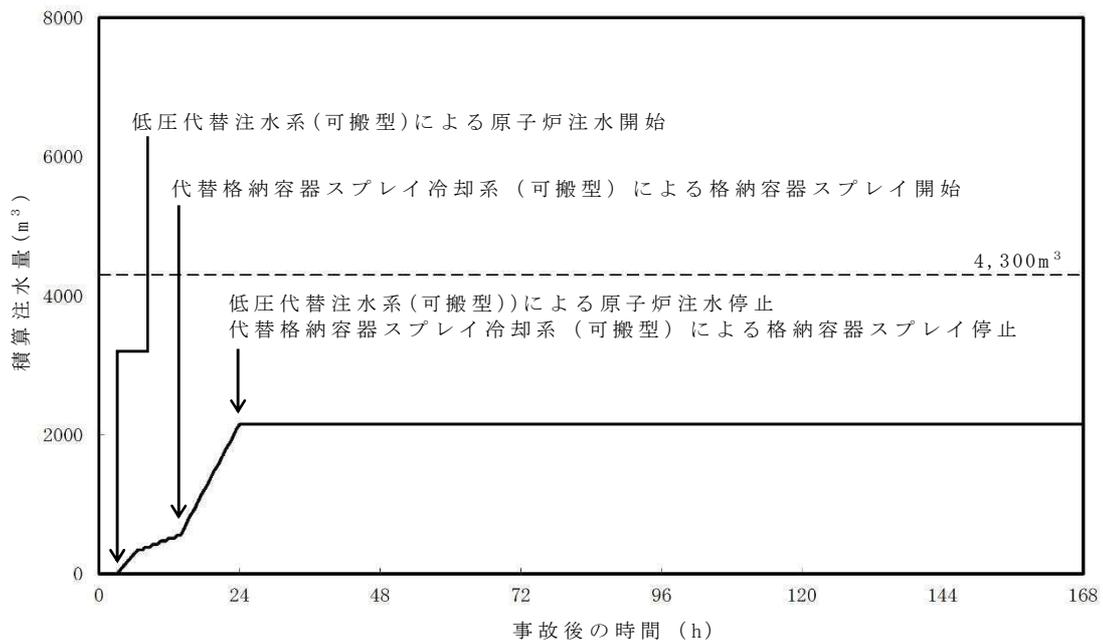
### 3. 時間評価

事象発生から低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生 3 時間以降は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 2,160m<sup>3</sup> である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (T B P))

### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,160m<sup>3</sup> 必要と

なるが、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 5,000m<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。

7 日間における燃料の対応について  
 (全交流動力電源喪失 (T B P))

事象: 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。

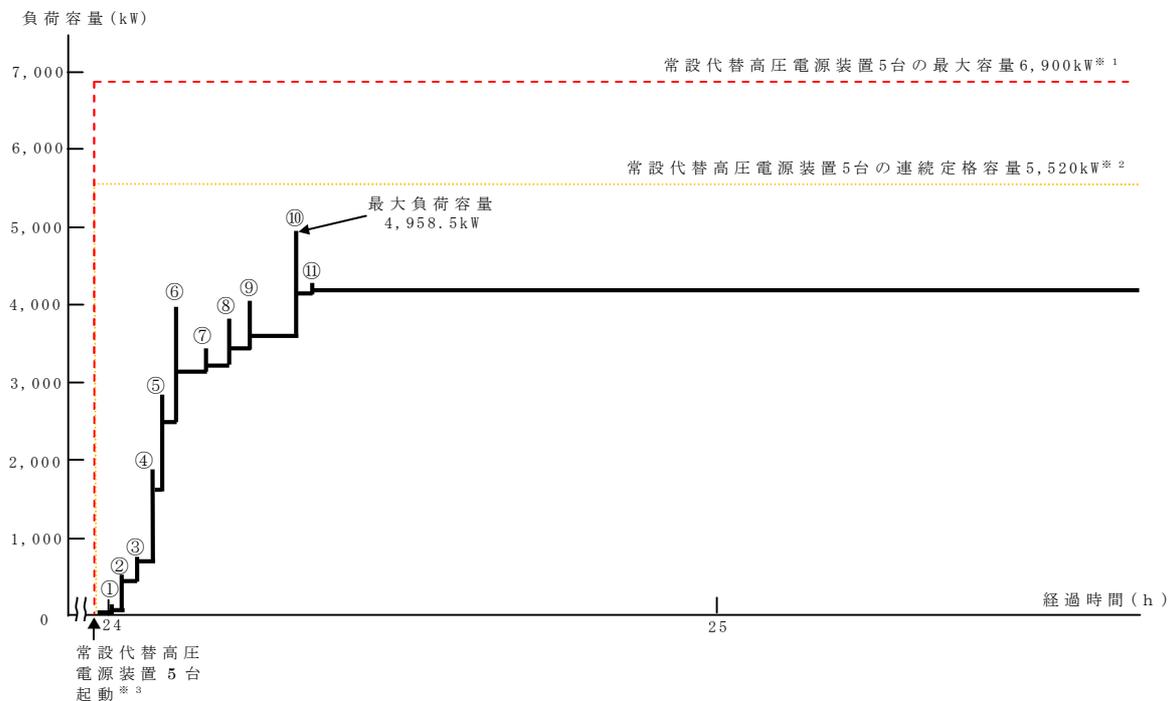
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ系 (可搬型)) $218\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 1\text{台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 36.6\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり, 7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷  
(全交流動力電源喪失 (T B P))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2A ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2B ・その他負荷	35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 -54.3	3,461.7	3,244.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑩	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)  
 ※3：緊急用母線及び非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量の観点で常設代替高圧電源装置を5台起動する