

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 7 月
日本原子力発電株式会社

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

- 1.1 概 要
- 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 1.3 評価に当たって考慮する事項
- 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 1.6 解析の実施方針
- 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 1.8 必要な要員及び資源の評価方針

付録1 事故シーケンスグループ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 T B））

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 T B））

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 T B））

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 T B））

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 T B））

添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）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（T B D，T B U））

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（T B D，T B U））

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（T B D，T B U））

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（T B D，T B U））

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（T B D，T B U））

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（T B P））

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（T B P））

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（T B P））

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（T B P））

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（T B P））

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 2.5.10 原子炉水位が低めに維持される条件設定とした場合の影響
-
- 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への対応について

添付資料 2.8.2 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 2.8.3 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 2.8.4 7 日間における水源の対応について (津波浸水による注水機能喪失)

添付資料 2.8.5 7 日間における燃料の対応について (津波浸水による注水機能喪失)

添付資料 2.8.6 常設代替交流電源設備の負荷 (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 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について

添付資料 3.2.2 原子炉圧力容器の破損判断について

添付資料 3.2.3 ペデスタル (ドライウェル部) 内の水位管理方法について

添付資料 3.2.4 格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け

添付資料 3.2.5 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.2.6 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 3.2.7 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 (高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

添付資料 3.2.8 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 3.2.9 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 3.2.10 常設代替交流電源設備の負荷（高圧熔融物放出／格納容器雰
囲気直接接触）

添付資料 3.2.11 原子炉圧力容器破損時の熔融炉心の冠水評価について

添付資料 3.2.12 コリウムシールド材料の選定について

添付資料 3.2.13 コリウムシールド厚さ，高さの設定について

添付資料 3.2.14 原子炉圧力容器の破損位置について

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

添付資料 3.3.2 J A S M I N E 解析について

添付資料 3.3.3 水蒸気爆発評価の解析モデルについて

添付資料 3.3.4 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 3.3.5 水蒸気爆発発生時のコリウムシールドへの影響

添付資料 3.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原
子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用）

添付資料 3.3.7 エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響

添付資料 3.3.8 プラント損傷状態を L O C A とした場合の圧力スパイクへの
影響

添付資料 3.4.1 G 値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 熔融炉心・コンクリート相互作用による侵食量評価について

添付資料 3.5.3 熔融炉心による熱影響評価について

添付資料 3.5.4 熔融炉心の排水流路内での凝固停止評価について

添付資料 3.5.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融燃料・コンクリート相互作用）

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時間余裕と必要な注水量の計算方法について

添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失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 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について

添付資料 5.1.6 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（運転停止中 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 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

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」に示しており，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）＋（外部電源喪失＋）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，原子炉水位の低下が継続し，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，交流電源の供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

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り原子炉水位を維持し、その後、原子炉減圧を実施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（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、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）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24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名及び現場操作を行う重

大事故等対応要員 15 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 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の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 24 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、再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失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（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

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（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（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非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

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。

f．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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．直流電源の負荷切離操作

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。

i. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度が 65℃に到達し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、原子炉圧力等である。

j. 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（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

k. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

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。格納容器圧力が 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、現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また、同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可

搬型) による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。

l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、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。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

m. 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。

n. 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、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。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C(2D)電圧である。

o. 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、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を停止し、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(広帯域)、残留熱除去系系統流量等である。

p. 使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降、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除熱を実施する。

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+D G失敗+H P C S失敗（R C I C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、原子炉圧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、燃料被覆管温度が高温となる領域において、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をS A F E Rコードよりも低めに評価する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 2.3.1-2 表に示す。
また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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

外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号又は原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムが想定されるが、原子炉水位低下を厳しくする観点で、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) 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。

(c) 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、原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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）

(d) 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、 $0\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、

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ものとする。

(e) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用し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：0～110m³/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，50m³/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。

(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

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 1 台を使用するものとし，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，130m³/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。

(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10³t/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。なお，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、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。

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不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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後の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉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) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，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の受電操作の完了後に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2.3.1-15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が停止し，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不要な負荷を切り離し，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)

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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は維持される。

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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生の 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

燃料被覆管温度は、第 2.3.1-9 図に示すとおり、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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℃）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。

格納容器圧力は、第 2.1-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた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により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.1-16 図に示すとおり、事象発生の約 23 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、

第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように、事象発生約 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 2.3.1.3)

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、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（原子炉停止時冷却系）により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可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び事象発生約 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操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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を以下に示す。

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最大 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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが、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ことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却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、その差異は小さいことから、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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さいと考えられる。

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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、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、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.4)

(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 $33\sim 41\text{kW/m}$ 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おおむね小さくなるため、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、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、ドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.1.4)

(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おおむね小さくなり、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、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、ドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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小さく、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 2.3.1.4）

(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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレ

イ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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 2.3.1.4）

（3） 操作時間余裕の把握

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

操作条件の直流電源の負荷切離操作（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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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事象発生の 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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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事象発生約 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、評価上は事象発生約 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 T B）」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 24 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 T B）」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

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m³必要となる。

水源として、北側淡水池に 2,500m³、高所淡水池に 2,500m³及び代替淡水貯槽に約 4,300m³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 T B）」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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）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 T B）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗（R C I C 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、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）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。

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、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

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及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水並びに常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）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	- 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、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。 - 主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 - 再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 【主蒸気隔離弁】	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用 M／C 電圧
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】	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
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したことを確認する。 - 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）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。	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 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	- 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。 - 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。 - 以上により，早期の電源回復不能を確認する。	—	—	—
電源確保操作対応	- 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 - 外部電源の回復操作を実施する。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	—	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	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。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	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 2.3.1-1 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
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・ 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。 ・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	可搬型代替注水大型ポンプ	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度
原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））	・ 原子炉減圧により可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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。 ・ 原子炉隔離時冷却系が停止することを確認する。 ・ 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。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低压代替注水系原子炉注水流量
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・ 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。 ・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた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。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 低压代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	・ 外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用 M／C 電圧

【 】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■: 有効性評価上考慮しない操作

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
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，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。	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	・ 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 又は 2 D を受電する。	常設代替高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	—	M / C 2 C 電圧 M / C 2 D 電圧
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，残留熱除去系海水系 の起動操作を実施する。 ・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代 替注水系（可搬型）による原子炉注水及び 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に よる格納容器スプレイを停止する。 ・ 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。 ・ 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（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【 残留熱除去系系統流量 】 【 残留熱除去系海水系系統流 量 】 低圧代替注水系原子炉注水流 量 サプレッション・チェンバ圧 力 ドライウエル圧力
使用済燃料プールの冷却	・ 使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

【 】：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 2.3.1-2 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解析コード
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	48,300t/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

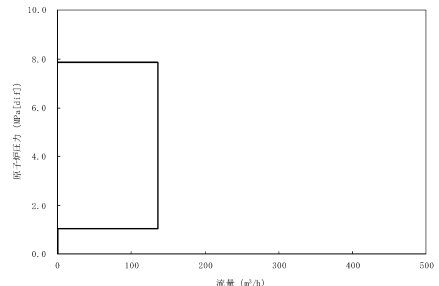
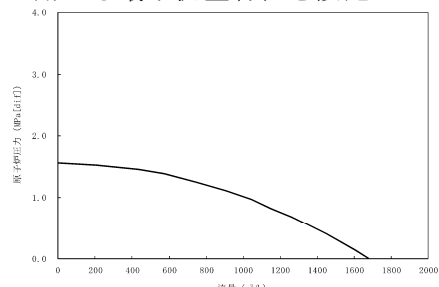
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（2／6）

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 ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	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
	ベント管真空破壊装置 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）	設計値を設定
	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、淡水貯水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
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る外部電源喪失を設定
	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の機能喪失を設定 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

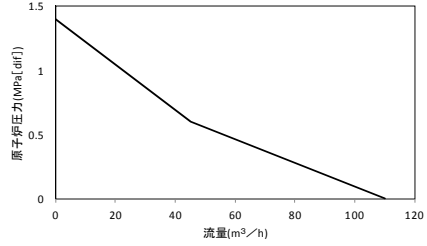
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（3／6）

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
	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 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
		（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

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）

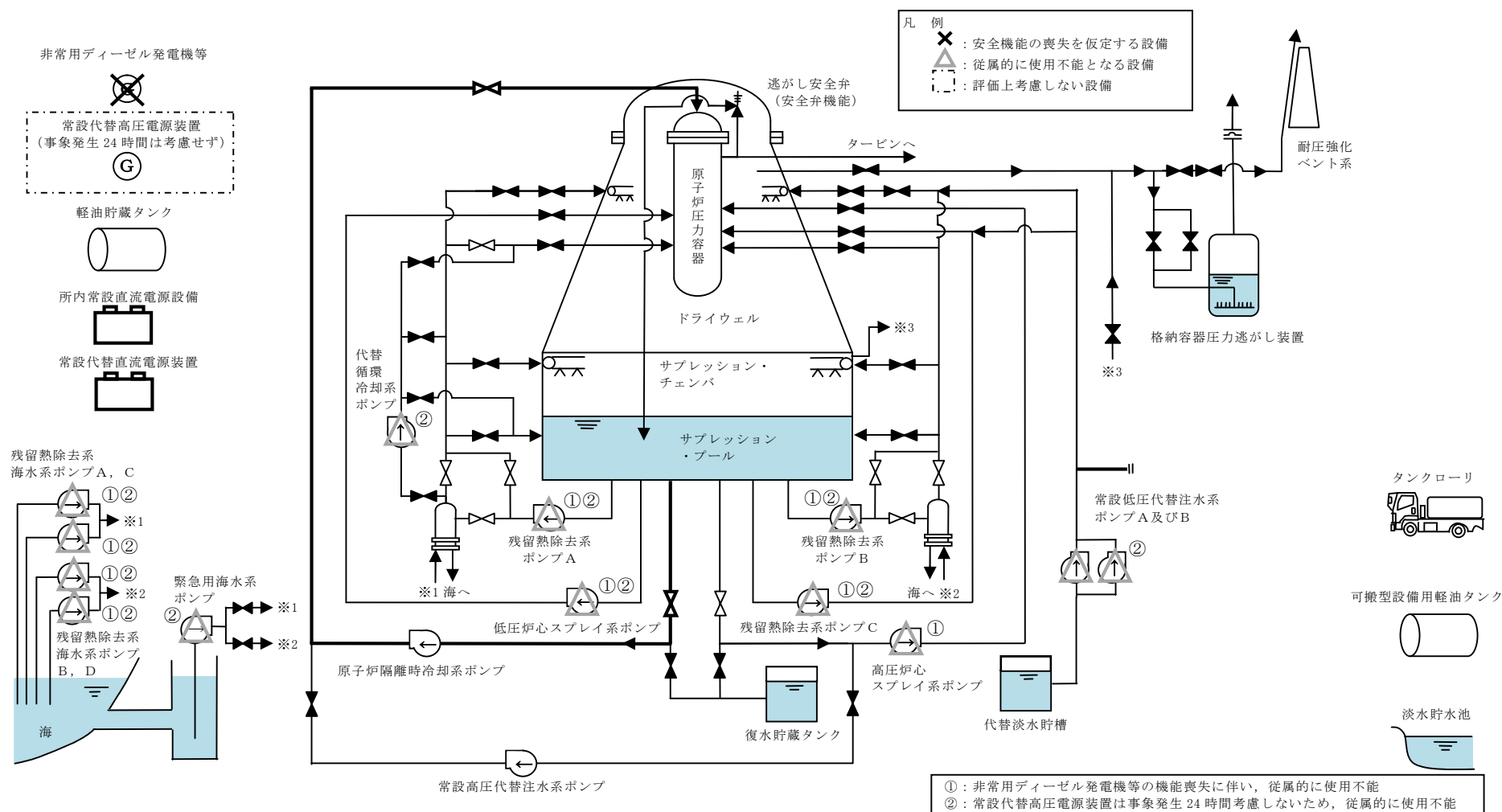
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 - 注水特性：136.7m³/h - 注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によ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）	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し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m³/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））（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	低压代替注水系（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 ³ /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 ³ /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 ³ /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
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	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換え スプレイ流量：1.9×10 ³ 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
		伝熱容量：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）

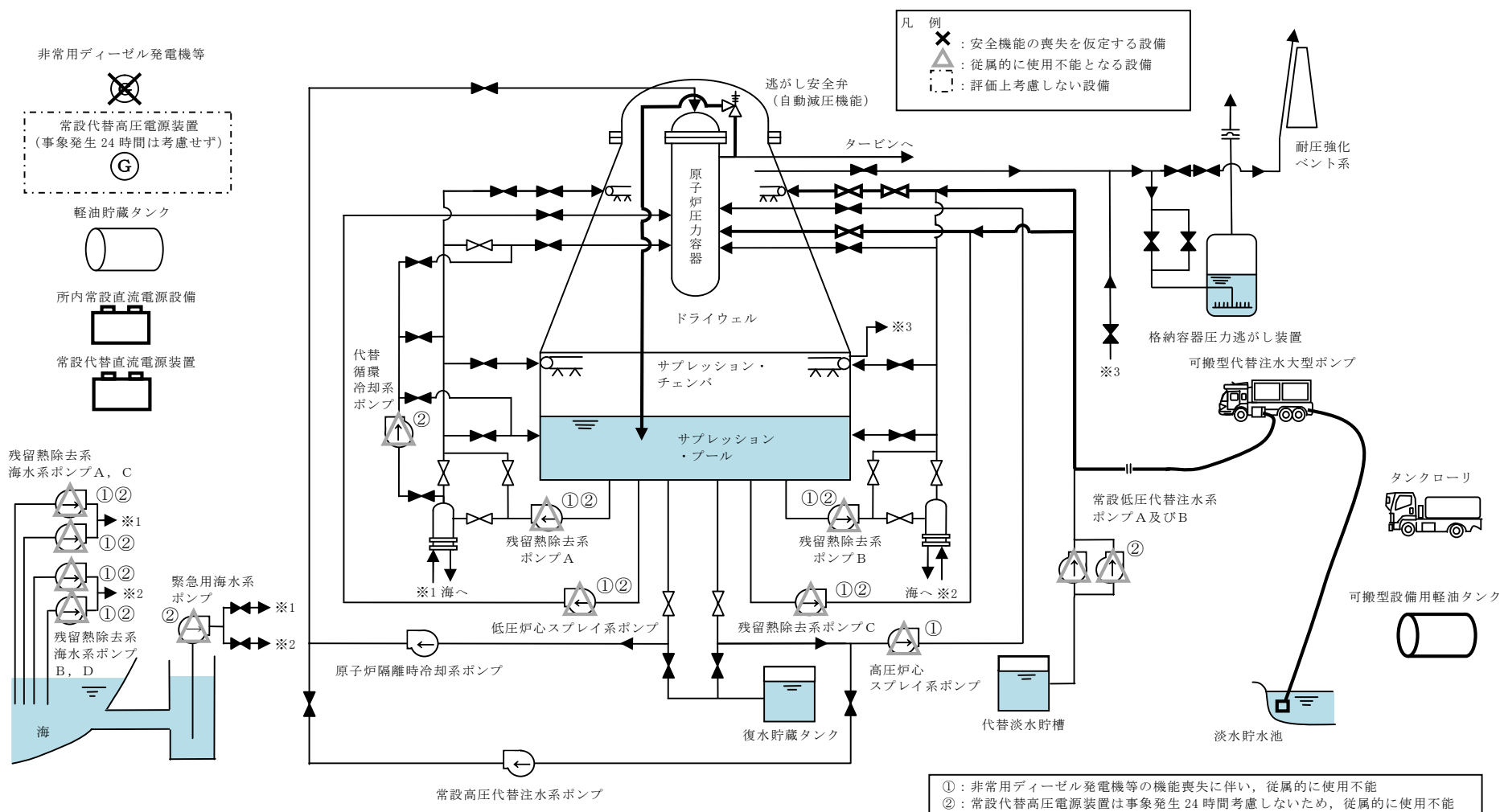
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））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原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	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
	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



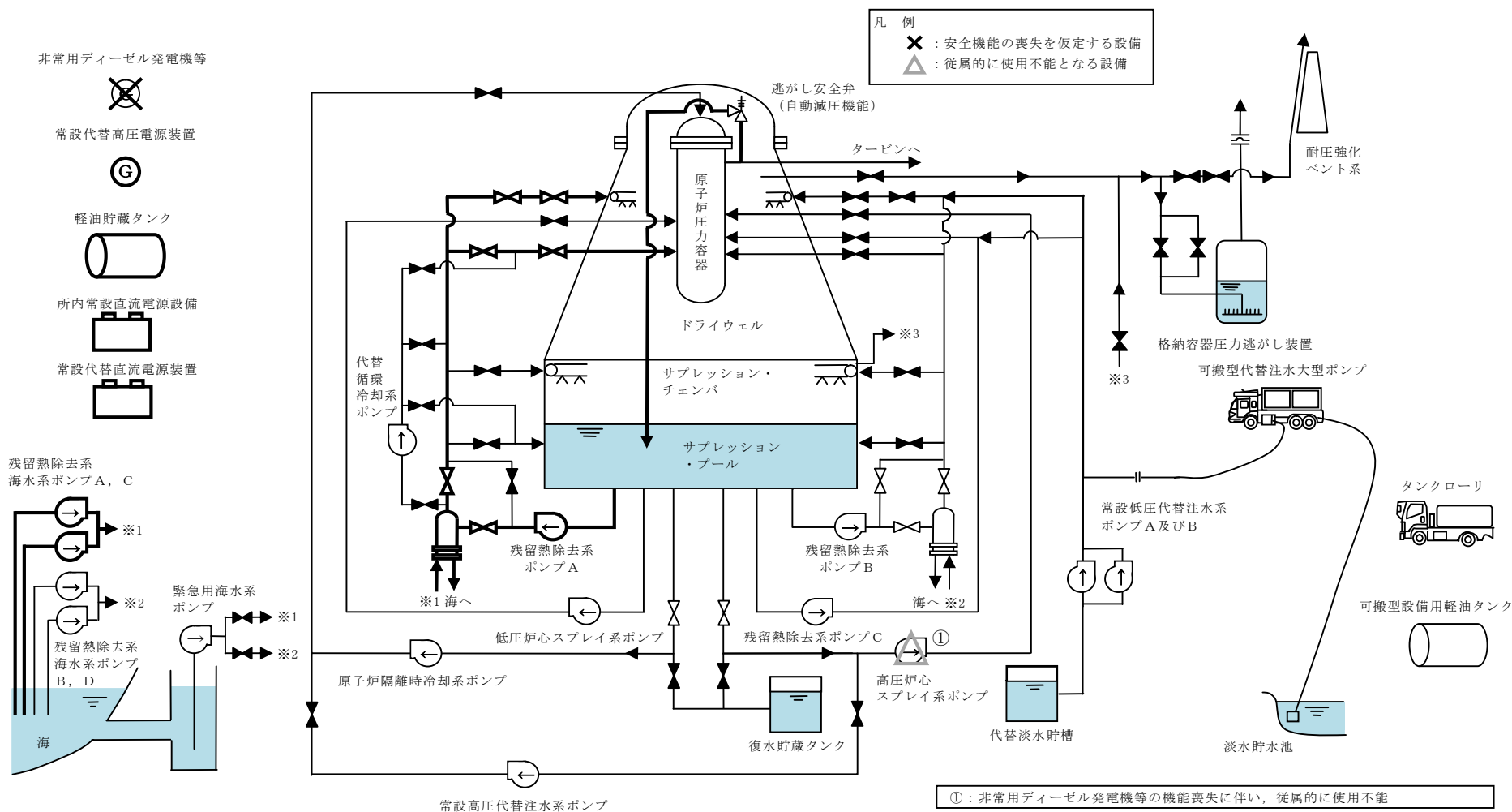
第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）

（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

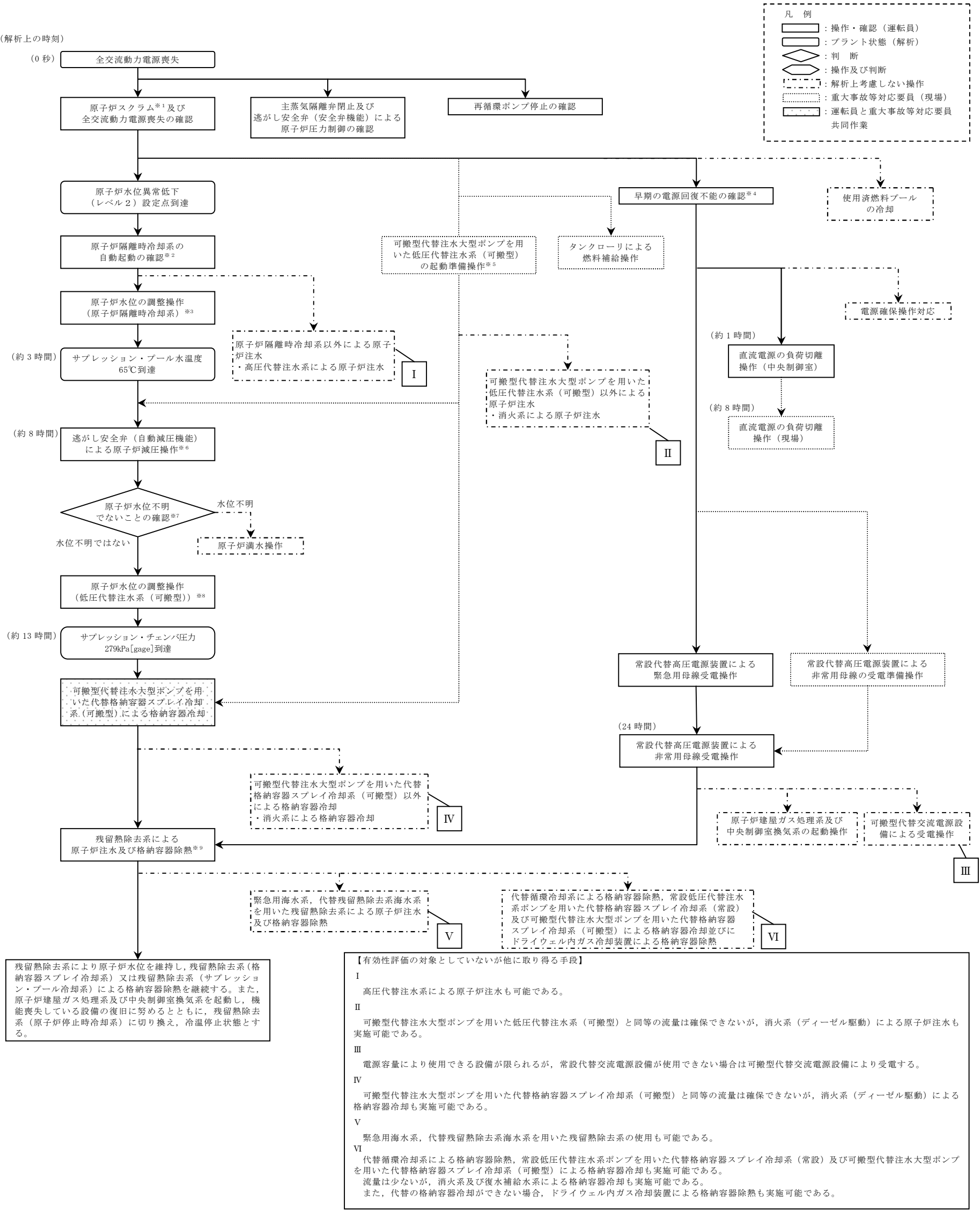
コメント No.182-15 に対する回答



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）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
及び代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）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）



第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）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

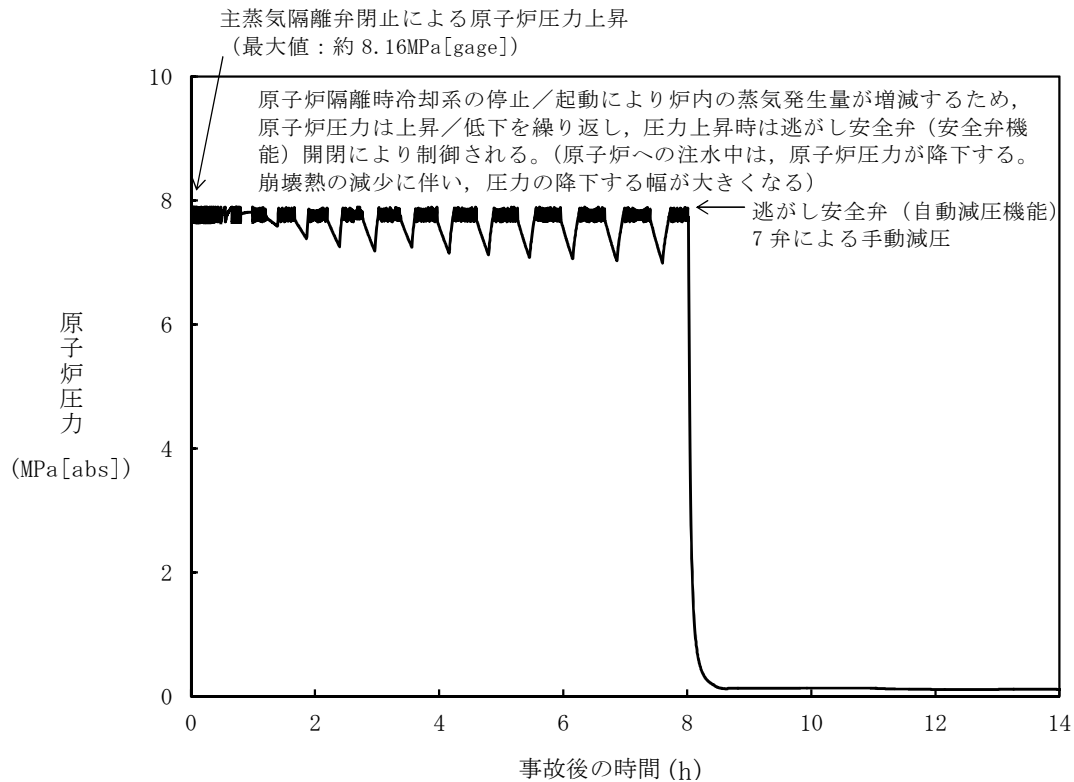
全交流動力電源喪失（長期T B）																			
					経過時間（分）												備 考		
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		120	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断													
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮															
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐															
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡															
	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	10 分														
				●タービン停止の確認															
				●外部電源喪失の確認															
				●再循環ポンプ停止の確認															
				●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認															
				●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															
				●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認															
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														
電源確保操作対応	－	－	2人 a、b	●電源回復操作		適宜実施												解析上考慮しない	
直流電源の負荷切 離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－	－	●不要負荷の切離操作	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T B）の作業と所要時間(1／2)

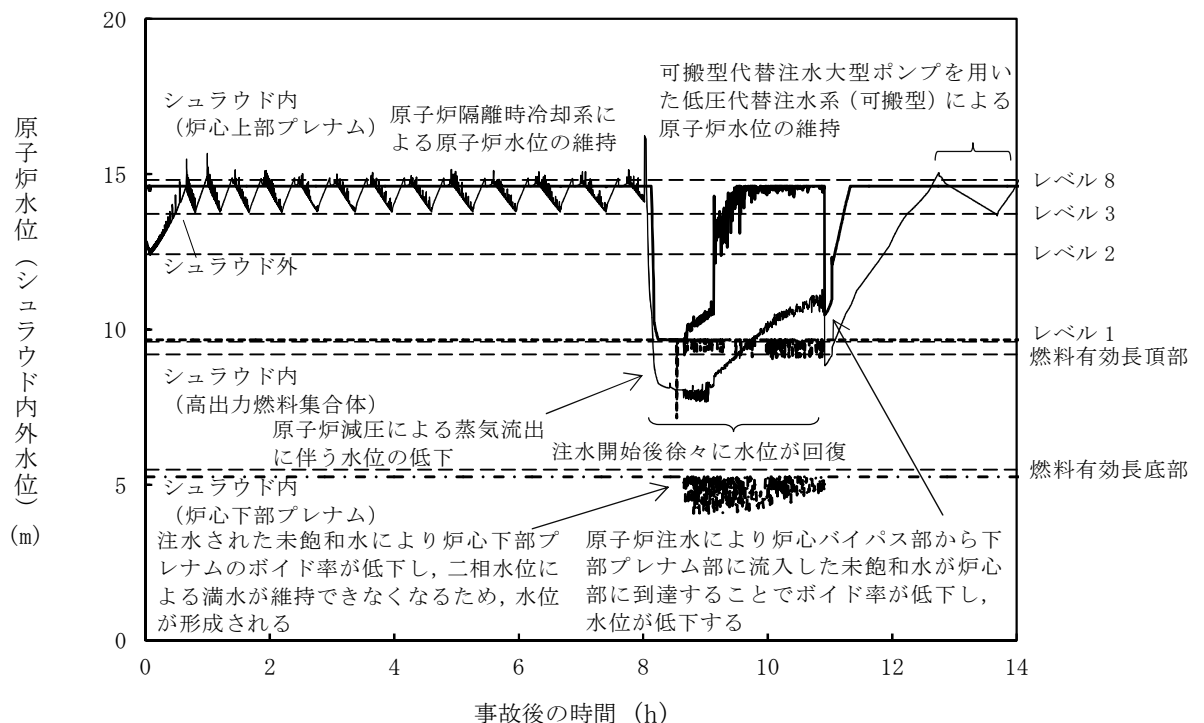
全交流動力電源喪失（長期T B）																			
				経過時間（時間）								備 考							
				4	8	12	16	20	24	28	32		36	40					
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容								▽ 8時間 直流電源の負荷切離操作（現場） ▽ 8時間1分 原子炉減圧開始 ▽ 約13時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽ 24時間 非常用母線受電 ▽ 24時間10分 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイの交互運転開始							
	運転員 （中央制御室）	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												
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	—	10人 c～l	●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												
	—	—	【2人】 c, d	●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	2人 m, n 2人 （招集）	●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			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						
	●可搬型代替注水大型ポンプへの給油						適宜実施												
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）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									
直流電源の負荷切離操作（現場）	—	1人 E	1人 o	●不要負荷の切離操作			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	—	—	●非常用母線の受電準備			35 分												
	—	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備			70 分												
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	—	【1人】 E	【3人】 m, n, o	●格納容器スプレイのための系統構成						175 分									
	●格納容器スプレイの流量調整						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2台起動及び緊急用母線への受電操作			4 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	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動			8 分												
				●非常用母線の受電			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												
				●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原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転						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									
使用済燃料プールの冷却	—	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作			適宜実施						解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する						
	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作			20 分 15 分						解析上考慮しない 約25時間までに実施する						
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	15人 a～o 及び招集6人																

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

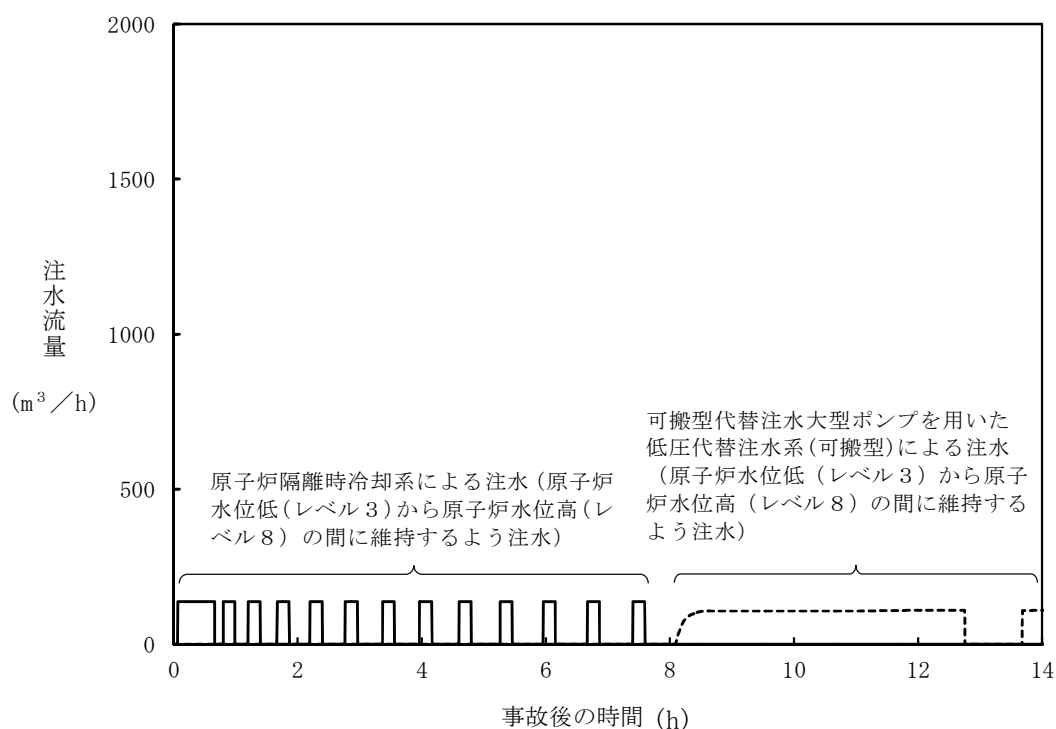


第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移

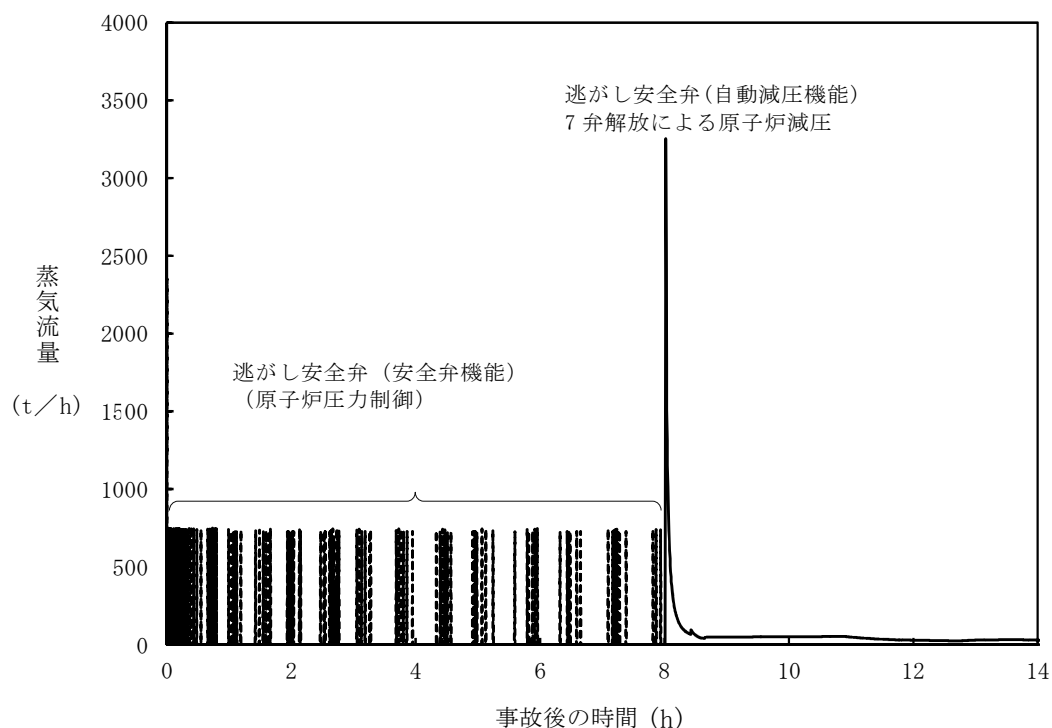
コメント No. 147-02, 18, 148-16 に対する回答



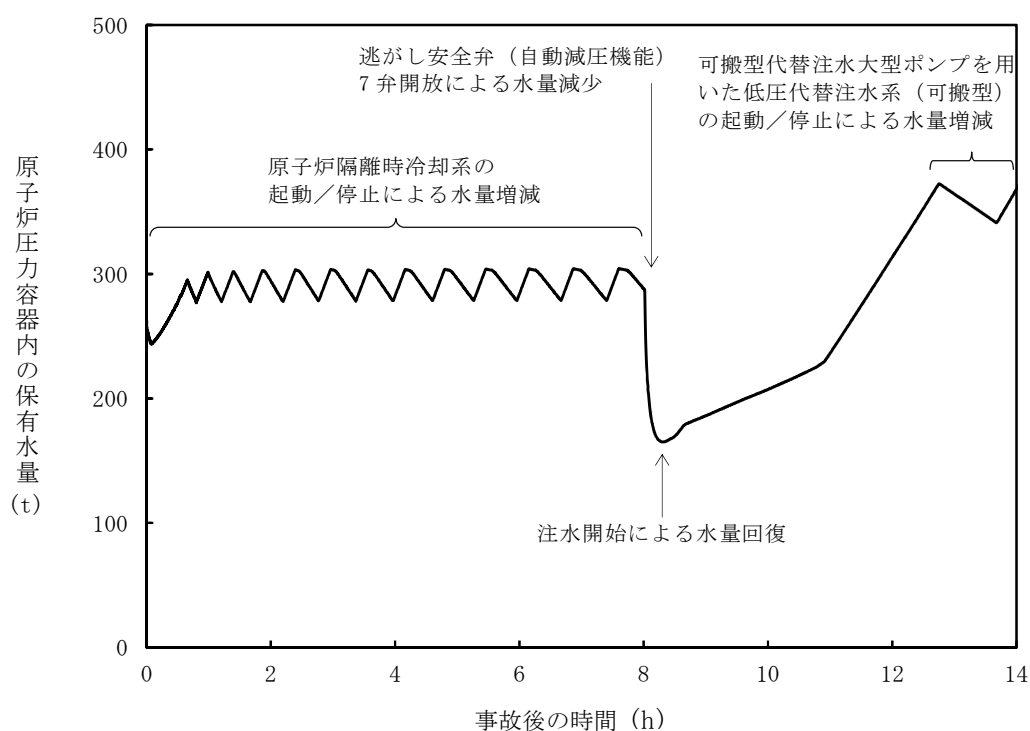
第 2.3.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



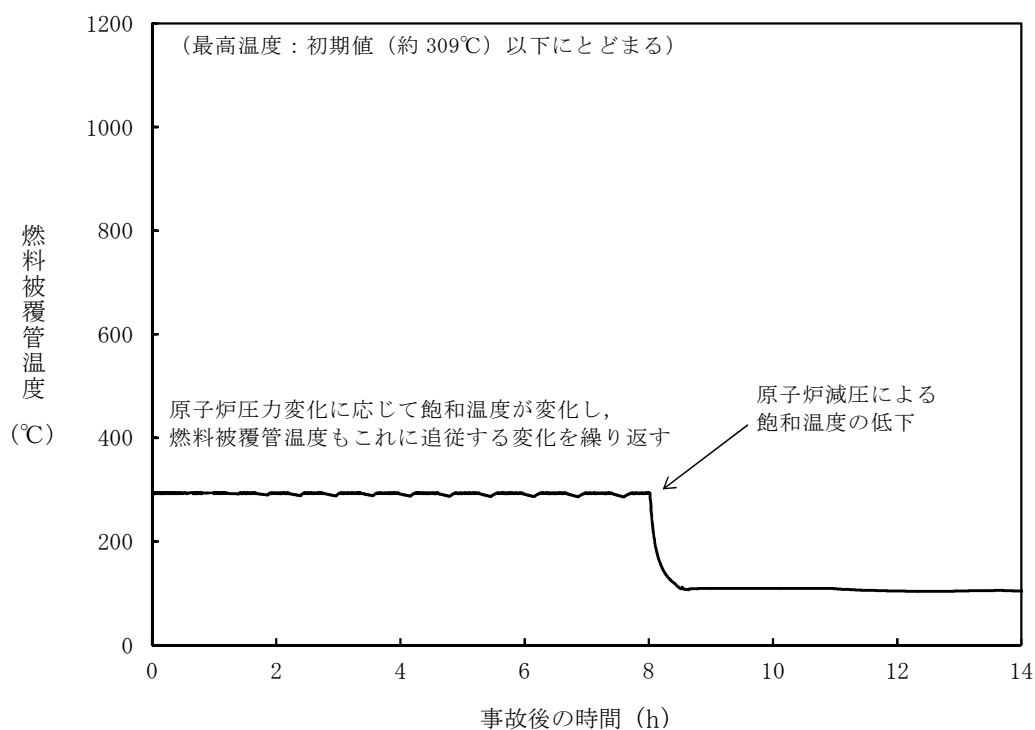
第 2.3.1-6 図 注水流量の推移



第 2.3.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

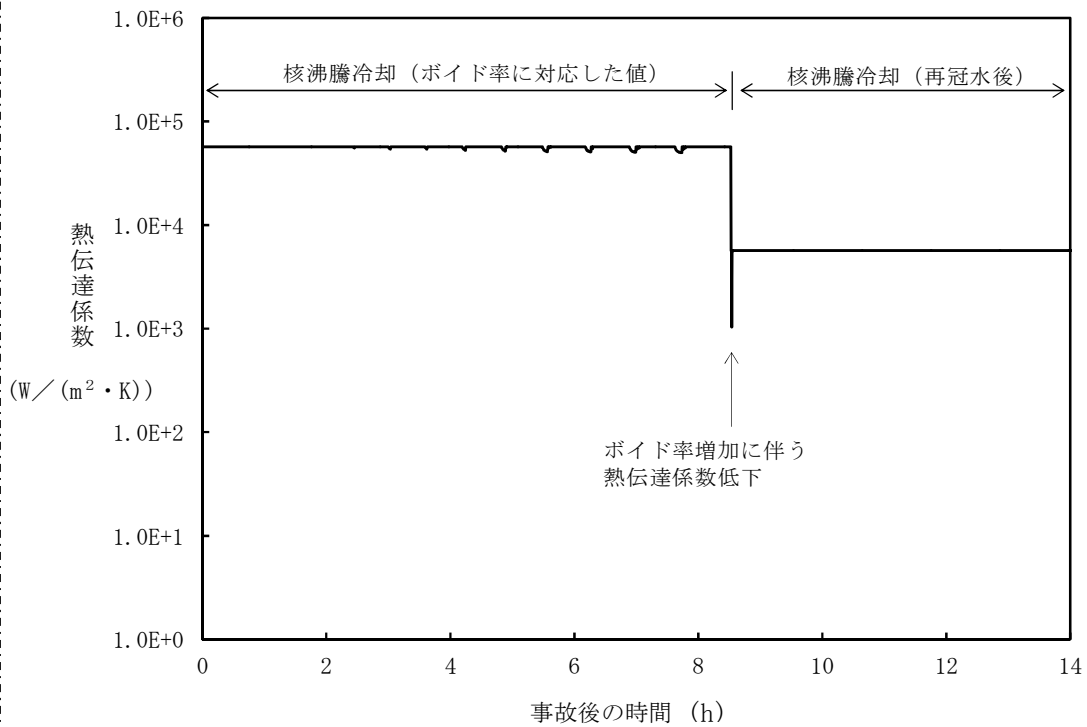


第 2.3.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



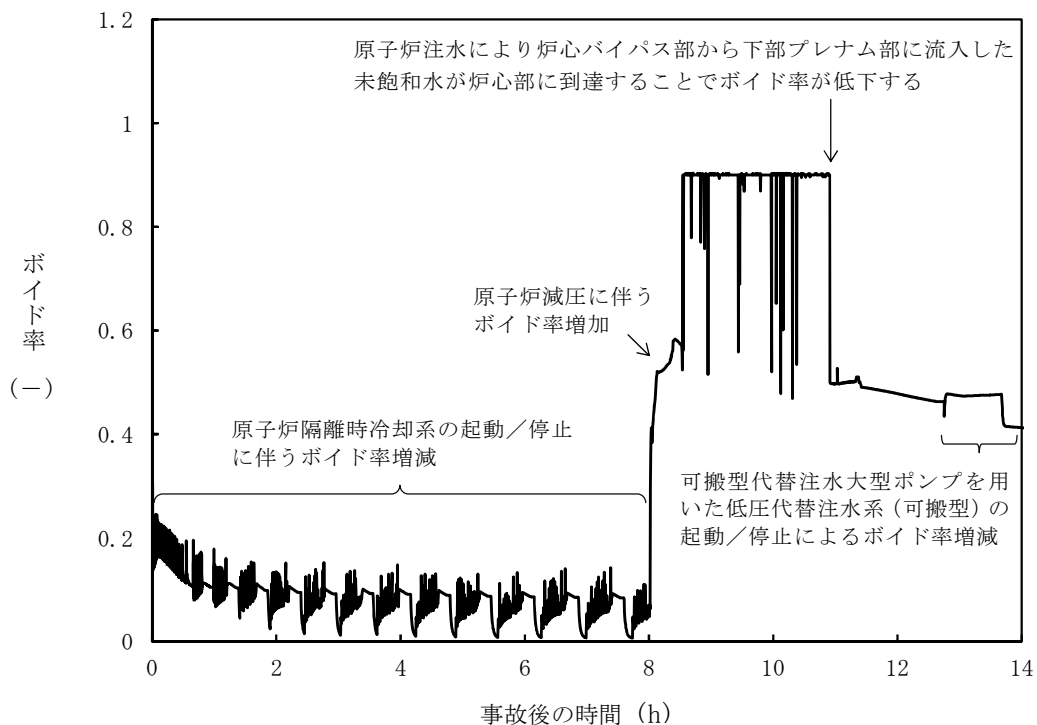
第 2.3.1-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答

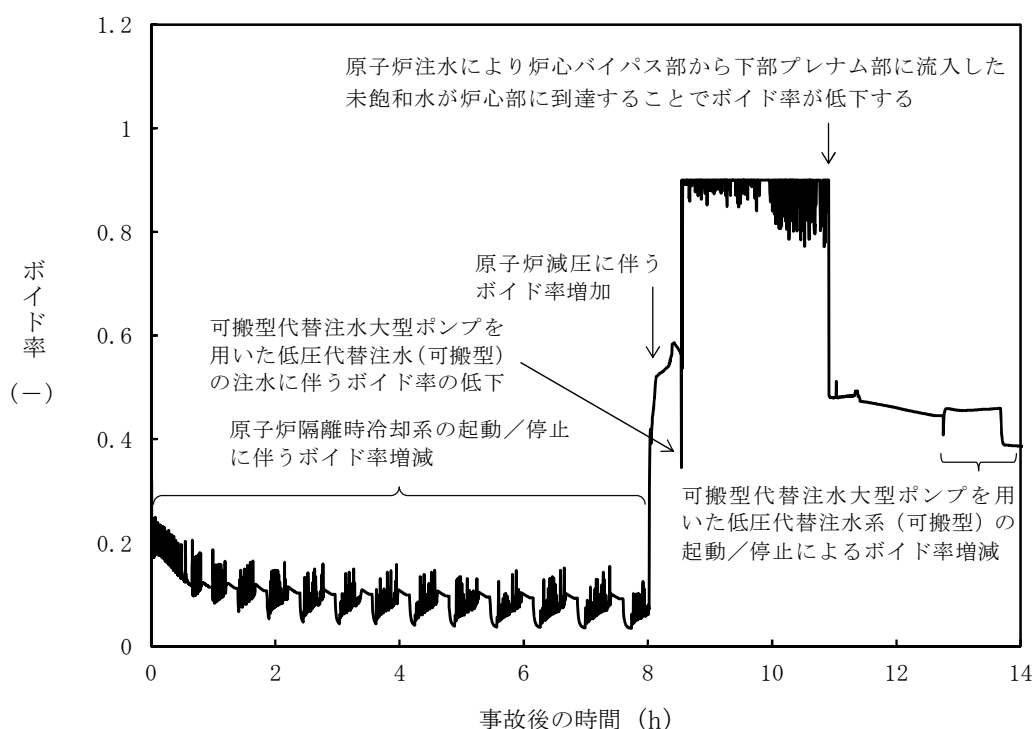


第 2.3.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

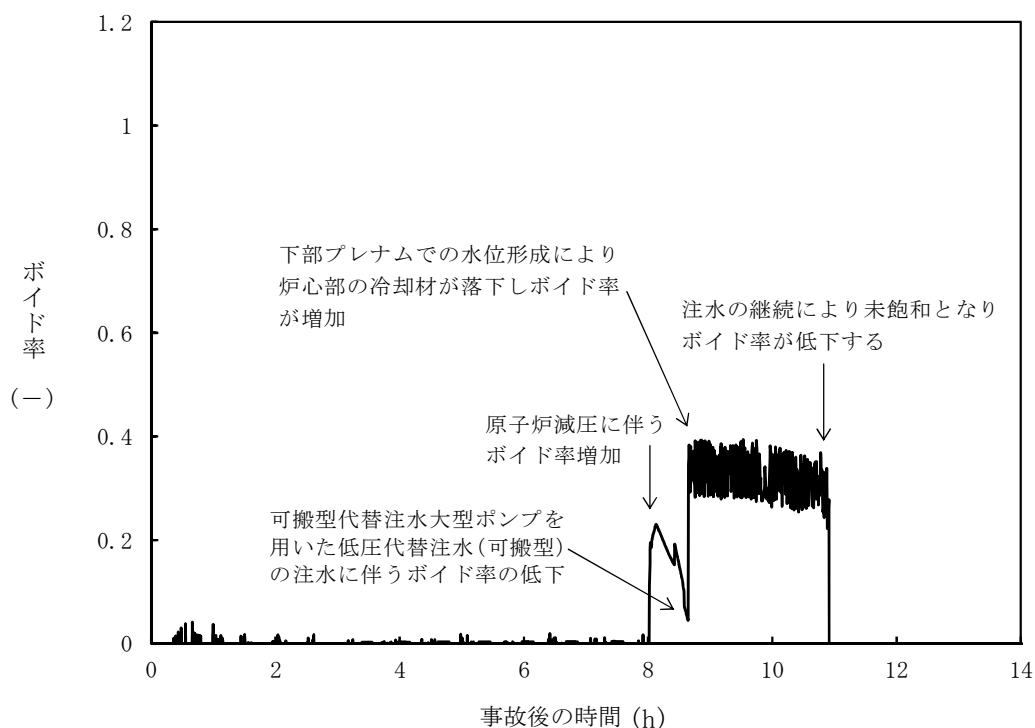
コメント No. 147-02, 05, 148-16 に対する回答



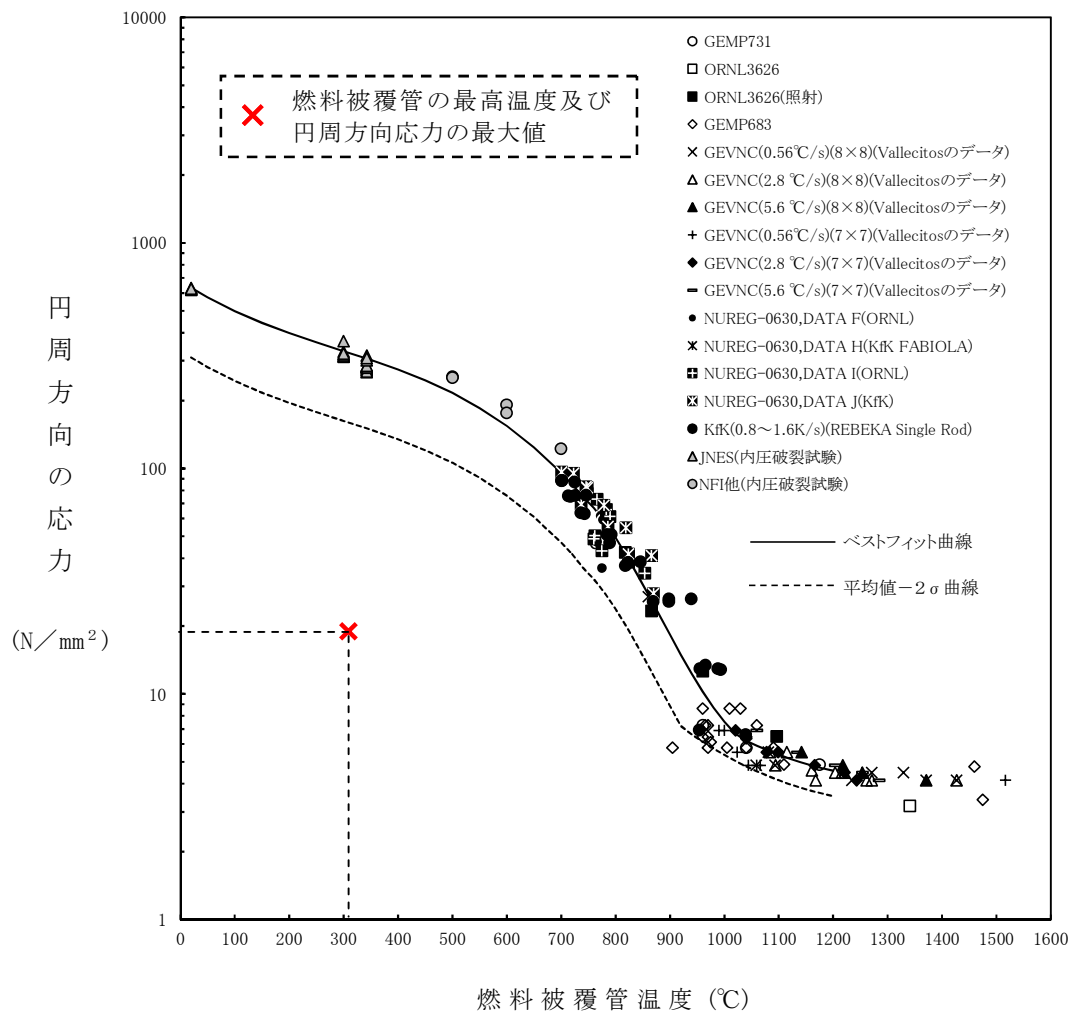
第 2.3.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



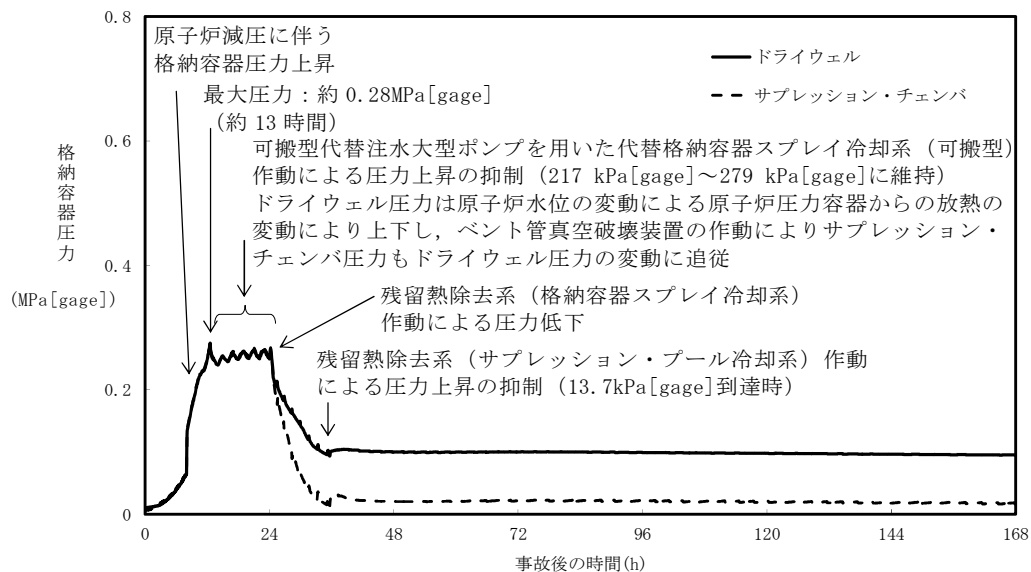
第 2.3.1-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

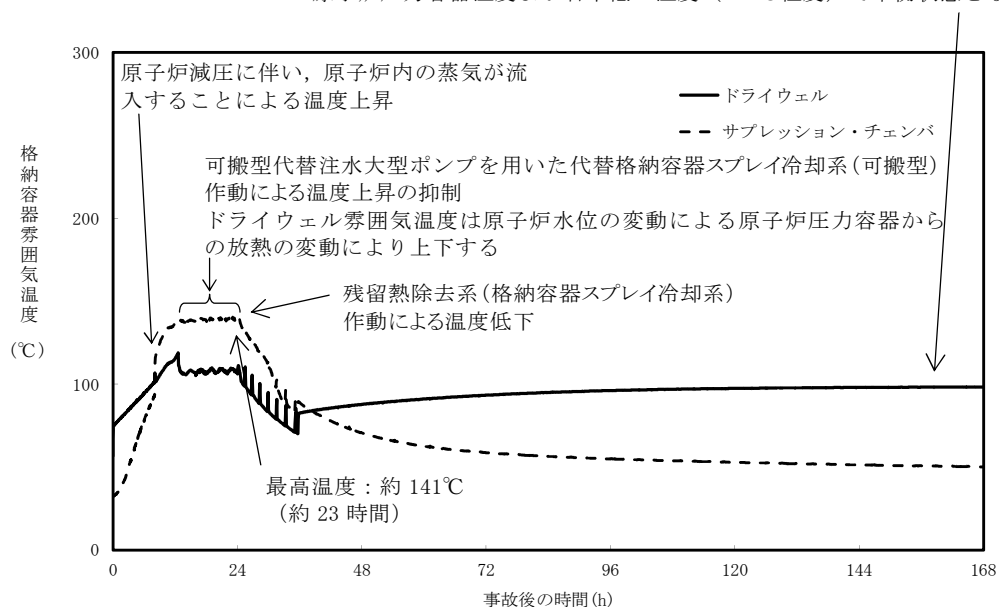


第 2. 3. 1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

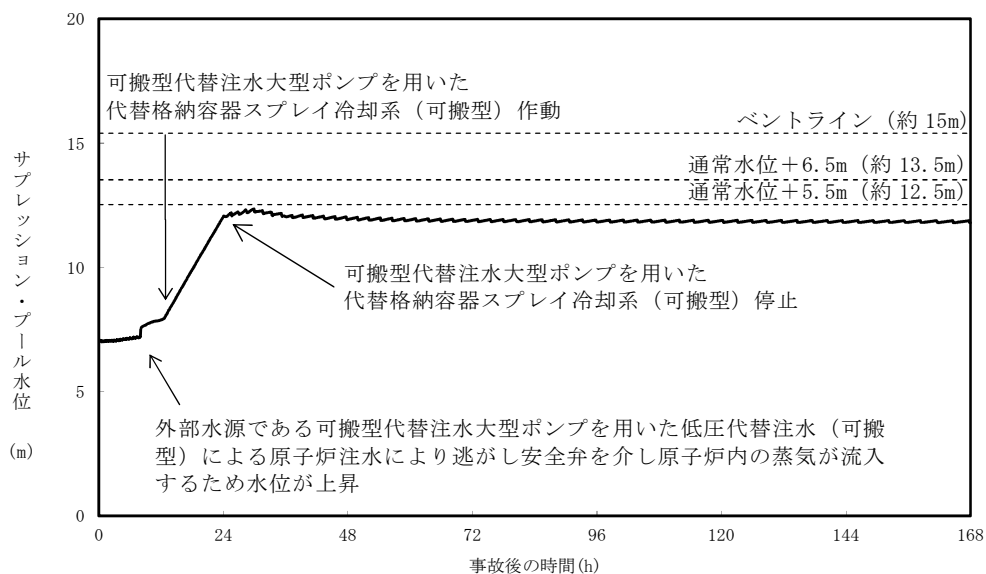


第 2.3.1-15 図 格納容器圧力の推移

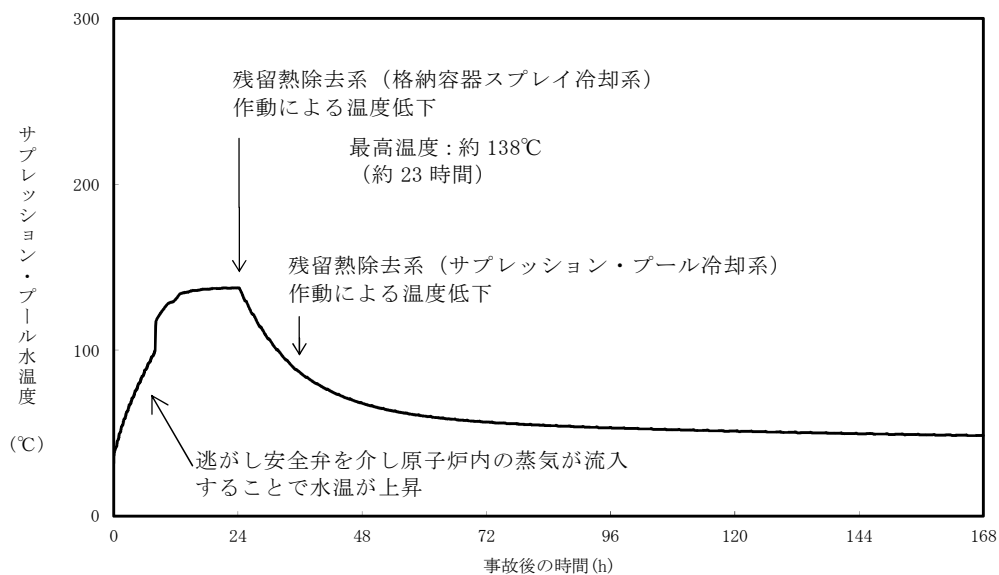
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への切替後，原子炉
圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが，原子炉減圧後の
原子炉圧力容器温度より若干低い温度（100℃程度）で平衡状態となる



第 2.3.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



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，サプレッション・チェンバ圧力及びサプレッション・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あるため，その影響についても確認した（第 1 表参照）。

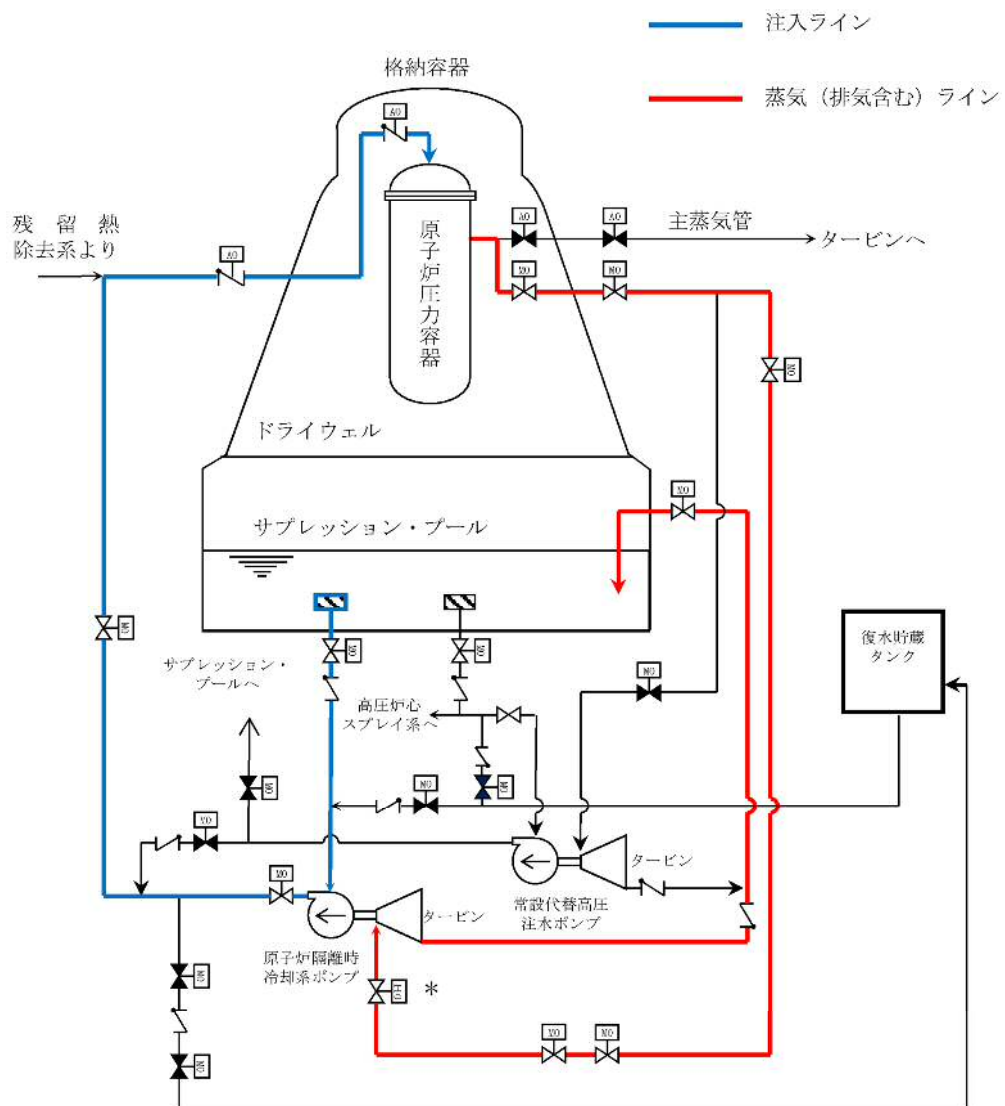
第 1 表に記載したそれぞれの要因は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考ええる。

第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）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（1/2）

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ビテーションが発生し，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。（第 3 図） この時の原子炉隔離時冷却系ポンプの有効吸込み水頭（N P S H）は約 6.4m まで低下するが，原子炉隔離時冷却系ポンプの必要 N P S H である約 5.8m に対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。したがって，サプレッション・プール水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。
	潤滑油冷却系はポンプ吐出水により冷却することから，サプレッション・プール水温度の上昇により，軸受機能が潤滑油温度上昇の影響を受け，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。	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・プール水温度より 高くなるが，潤滑油の許容温度である 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・プール水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。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，復水器が機能停止に至り，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。	タービンランド部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが，制御系は原子炉隔離時冷却系ポンプとは別区画に設置している。したがって，サプレッション・プール水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。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，制御油の温度が上昇し，粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって，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。	制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に差異が生じる可能性があるが，差は極わずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから，ガバナ機能は維持される。したがって，サプレッション・プール水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。

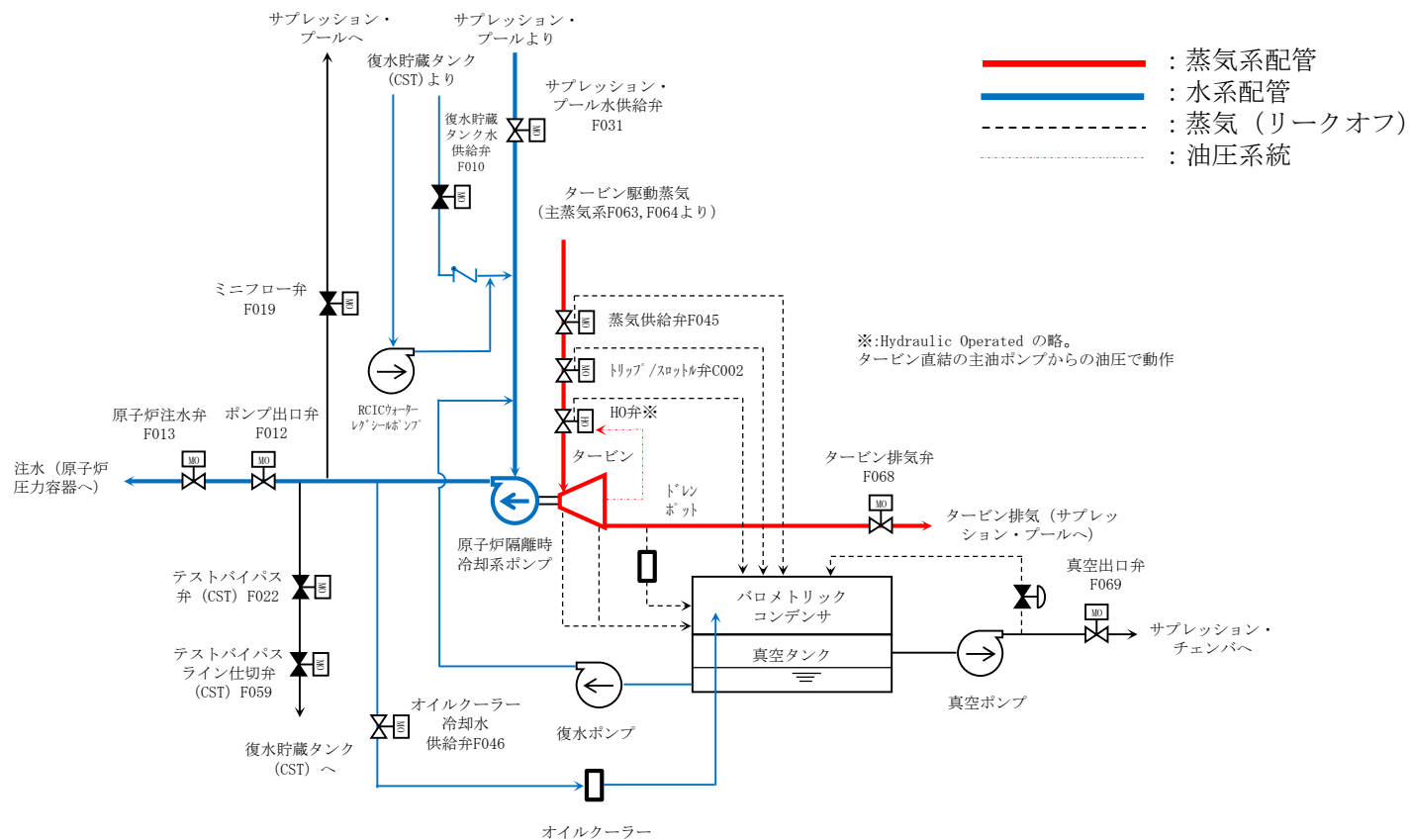
第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（2/2）

評価項目	影響概要	評 価
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 T B）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。(第 4 図)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 65.6℃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 65.6℃を超え、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。	全交流動力電源喪失（長期 T B）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 65℃（初期室温 40℃）であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している 65.6℃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	中央制御室に設置されている原子炉隔離時冷却系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。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、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。	全交流動力電源喪失（長期 T B）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℃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。

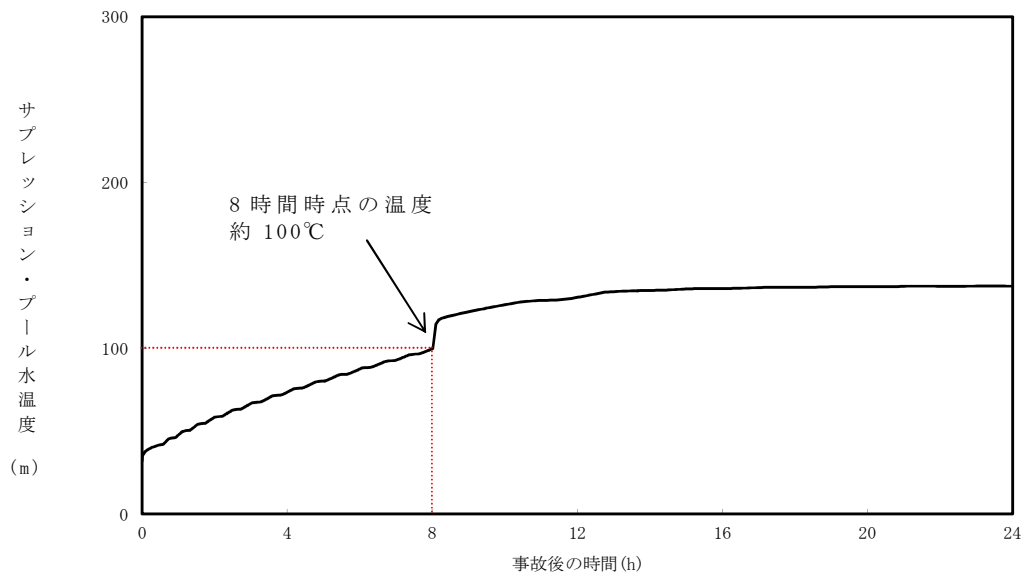


* : Hydraulic Operated の略。
油圧作動弁をさす。

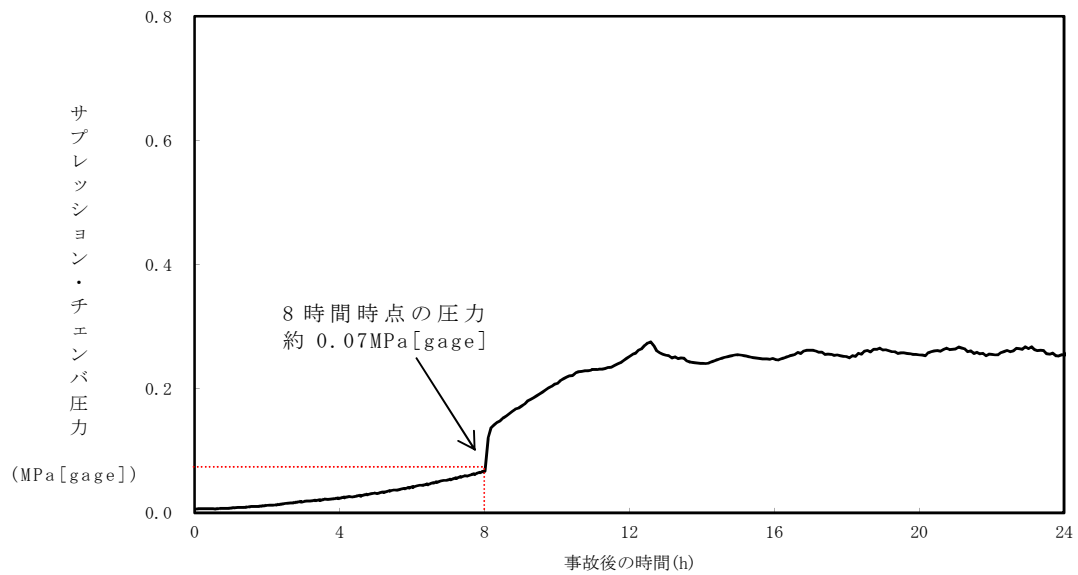
第 1 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



第 2 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ回り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 4 図 サプレッション・チェンバ圧力の推移

サプレッション・プール水温度上昇時の N P S H 評価について

サプレッション・プール水温度が 120℃，150℃，200℃における N P S H 評価を実施し，第 2 表のとおり，いずれの温度に対しても有効 N P S H が必要 N P S H を上回ることを確認している。

第 2 表 原子炉隔離時冷却系ポンプ N P S H 評価

サプレッション・ プール水温度	120℃	150℃	200℃
有効 N P S H	6.41m	6.46m	6.53m
必要 N P S H	5.8m	5.8m	5.8m

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における

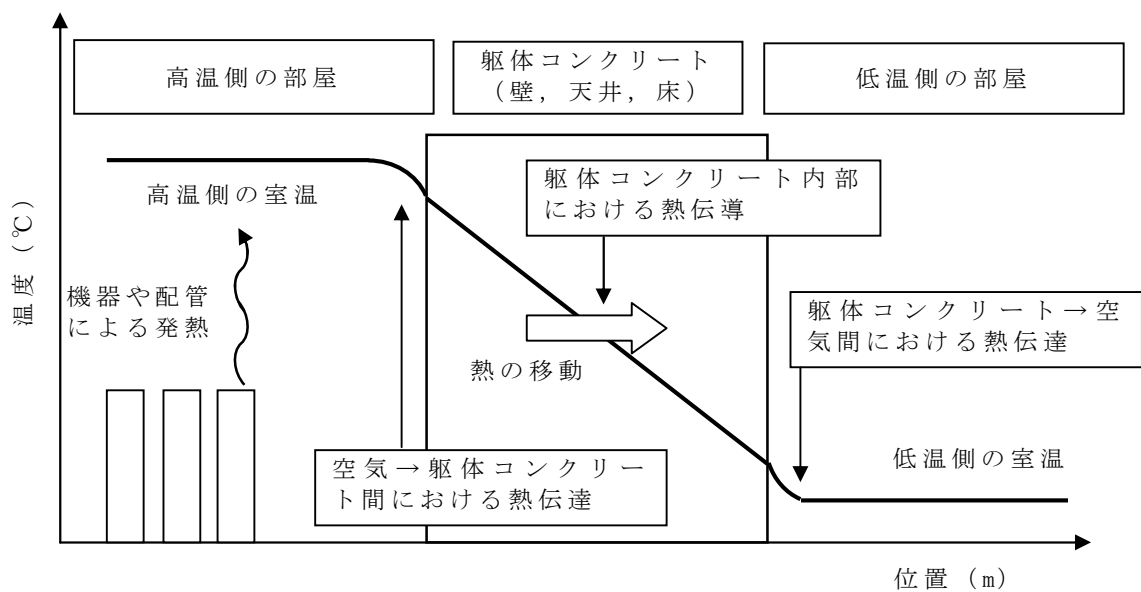
原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び中央制御室の室温評価について

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、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第 5 図参照。）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第 5 図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

①評価対象とする部屋の条件

a. 原子炉隔離時冷却系ポンプ室

- ・ 初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：556m³
- ・ 熱 容 量：574.5kJ／℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，
上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：第3表参照。また，発熱負荷の内訳を第4表に示す。

第3表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷 (kW)	13.5	13.5	13.5	13.5	14.2	14.9	15.5	16.0	16.7

第4表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間(h)	注水配管内流体温度設定(℃) ^{※1}	配管(kW)	機器(kW)
0	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
1	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
2	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
3	67	8.5 ^{※3}	5.0
4	74	9.2	5.0
5	81	9.9	5.0
6	88	10.5	5.0
7	93	11.0	5.0
8	100	11.7	5.0

※1：注水配管以外には蒸気配管がある。それは保守的に機器の最高使用温度が0～8hまで継続するものとして設定する。

※2：0～2hまでのサプレッション・プール温度は，32～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。

※3：0～2hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.401kWであり，安全側に切り上げて8.5kWに設定。また，3hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.49kWであるため，同様に8.5kWに設定。

b. 中央制御室

- ・ 初期室温：24℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：2,219.2m³
- ・ 熱 容 量：47,021.1kJ／℃

（保守的に室内新設機器の鉄熱容量は考慮せず，
既設機器の鉄熱容量と上記容積分の空気熱容量
のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：22,206 W（0～1h まで），20,892W（1～8h まで）

（発熱負荷は，直流電源から給電される機器（盤）
の全電源容量に発熱効率 0.5 を考慮し設定。ま
た，1h 後に平均領域計装を切り離す運用も考慮
する。なお，発熱効率 0.5 は過去実績値より設
定）

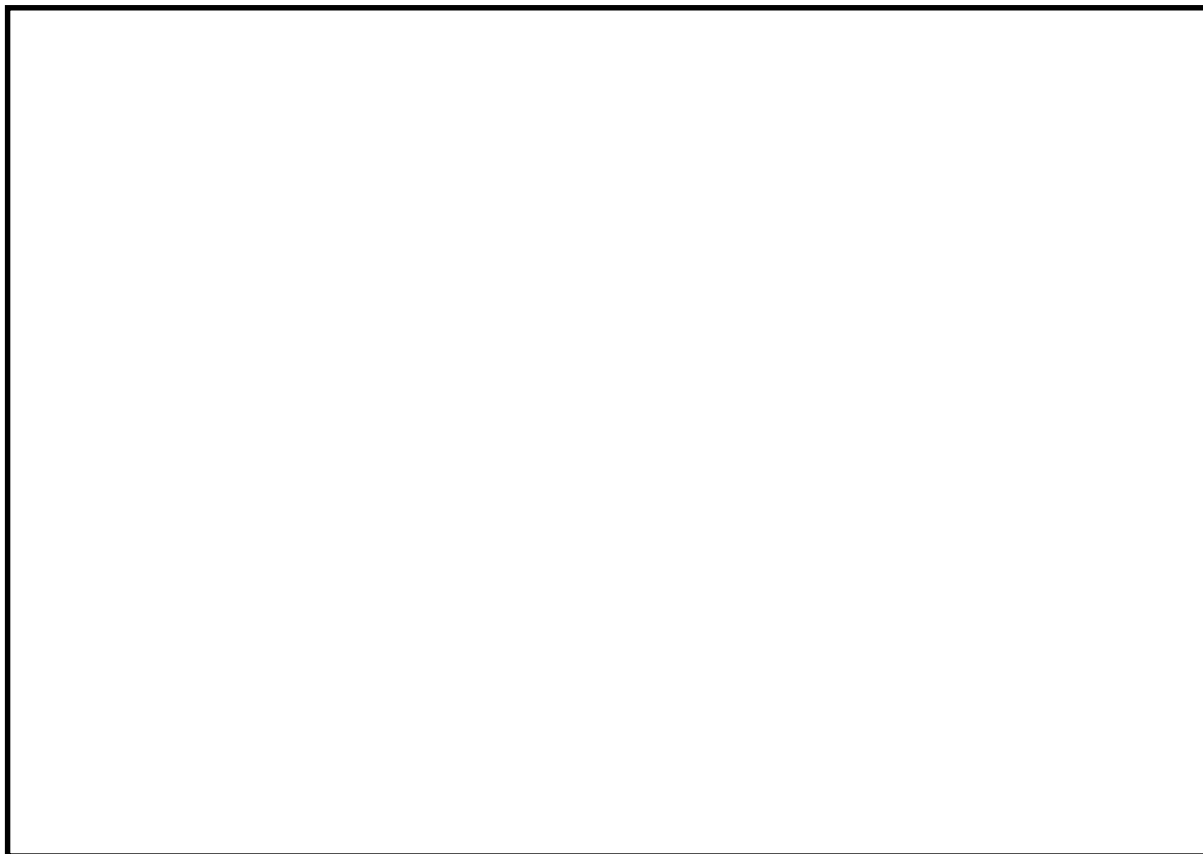
②評価対象の部屋に隣接する部屋の温度条件

第 5 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また，第 6 図及
び第 7 図に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお，当該温度条件は，保守的に事象初期から評価期間の
間，継続するものとして評価を行う。

第 5 表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件 (℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定
一般エリア (二次格納容器施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少なく、夏季設計温度 40℃ から 5℃ 程度上昇することが想定される。このため、これに余裕を見た左記温度を設定
サプレッション・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃ に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号, 1982)」)
M S トンネル室	102.0	M S トンネル室は、全交流電源喪失時の 8 時間後のドライウェル温度約 102℃ を設定。
タービン建屋，サービス建屋	38.4	全交流電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は、発熱源がなく、夏季設計温度 32.2℃ から有意な温度上昇はないと考えられるが、保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定(気象庁 H P より)



原子炉建屋地下 2 階※¹

原子炉建屋地下 1 階

※ 1 : 地下 2 階より下は，躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第 3 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



原子炉建屋 2 階

原子炉建屋 3 階

原子炉建屋附属棟 4 階

※ 2 : 当該隣接室は，評価が保守的となるようにMSトンネル室を代表させている。

第 4 図 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. 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	
水平壁面（上向き）	
水平壁面（下向き）	

※ 1：伝熱工学資料第 5 版に基づき，温度差 $5^\circ C$ ，代表高さ 5m にて算出した値

b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値※ 2
熱伝導率	
熱拡散率	

※ 2：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 T B）時において，事象発生 8 時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約 $65^\circ C$ ，中央制御室の温度は約 $37^\circ C$ 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 5 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室温の推移図



第 6 図 中央制御室室温の推移図

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5,284Ahであることに對し、125V A系蓄電池の容量が6,000Ah^{*1}であることから、24時間^{*2}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^{*1}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であることに對し、緊急用

直流 125V 蓄電池の容量が 6,000Ah^{※1}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

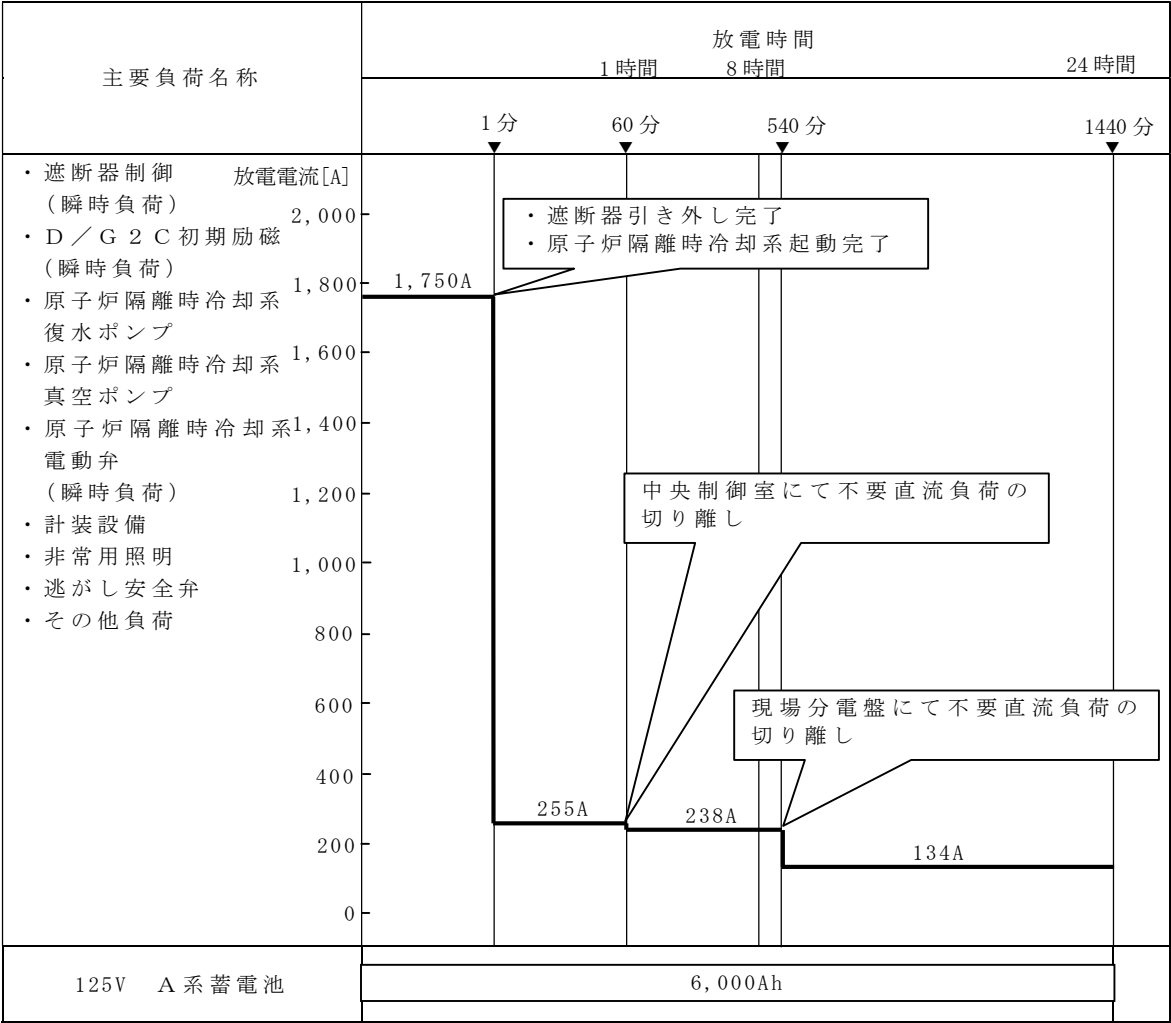
(2) 常設代替直流電源設備の仕様

名称: 緊急用直流 125V 蓄電池

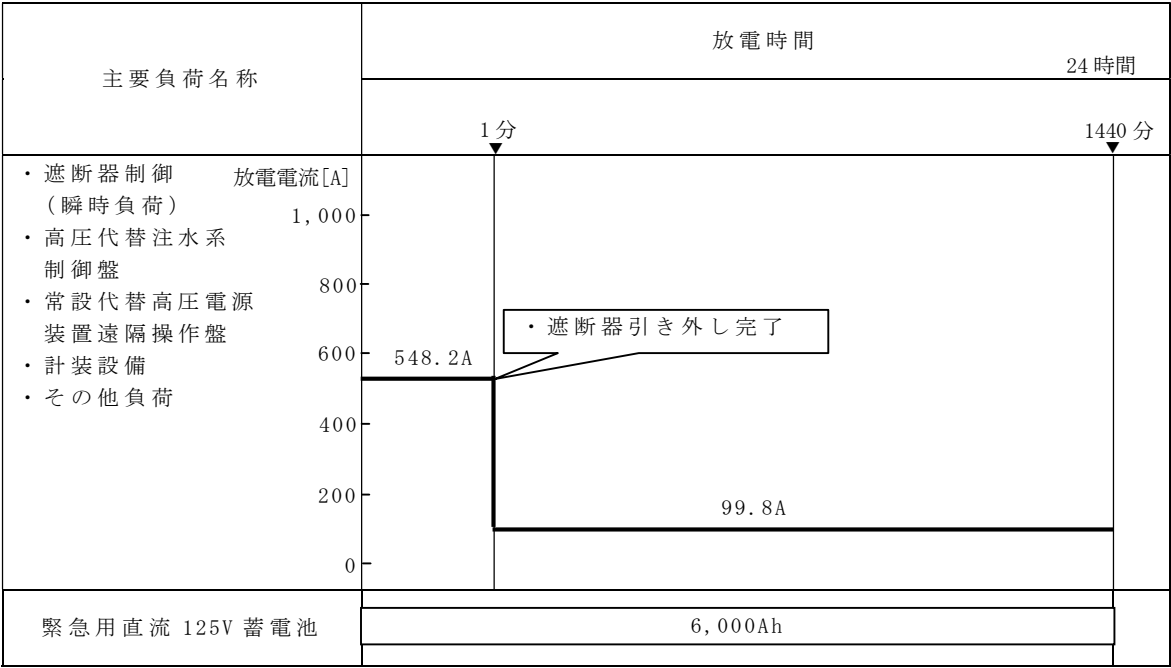
型式: 制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

（※）残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【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 T B））

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いまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 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最大 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に対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管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、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。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
(M A A P)

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。
圧力容器 原子炉	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、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ことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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、構造物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、その差異は小さいことから、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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造物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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造物との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、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。

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 （压力容器ドーム部）	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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋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ことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃 料	9 × 9 燃料 （A 型）	装荷炉心ごと	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd／t	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おおむね小さくなる。このため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。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、原子炉水位の低下は緩和され、また、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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（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	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、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。	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 て変動を与えうが、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り、初期温度の ゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転 員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対し て変動を与えうが、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り、初期温度のゆら ぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目と なるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (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。	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、評価項目となるパラメータに与える影響はな い。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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 いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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 ³ であ るのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことか ら、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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 ³ であるのに対 し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、 運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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 ³ であるのに対 し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、評 価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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おおむね 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。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね 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、 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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 (ドライウエル-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。

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			
初期条件	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おおむね低くなり、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おおむね低くなり、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。
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 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。	—
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	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	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。
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	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、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。
	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 なお、安全弁は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで評価項目に対して厳しい条件となる	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。 なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも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) 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) 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。

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	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 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	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）	・注水流量： 0～1.676m ³ /h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1.676m ³ /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おおむね早くなり、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ることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復がおおむね早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系（可搬型）	（原子炉注水単独時） ・注水流量： 0～110m ³ /h ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	（原子炉注水単独時） ・注水流量： 0～110m ³ /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おおむね早くなり、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、注水開始後の原子炉水位の回復がおおむね早くなり、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：50 m ³ /h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /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 ³ /h（一定）	スプレイ流量： 130m ³ /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。
	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 ³ t/h （95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、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、海水温度がおおむね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、海水温度がおおむね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 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 負荷切離操作	(中央制御室) 事象発生から 1 時間まで (現場) 事象発生から 8 時間後	本事故シーケ ンスの事故条件と して設定	【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、常設代替高压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含めて 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）として余裕時間を含めて 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、常設代替高压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含めて 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。 【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。 【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含めて 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。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。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は、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。 【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。 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。	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、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。	直流負荷の切離操作は、中央制御室においては 1 時間まで、現場においては事象発生から 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。	直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を 50 分想定としているところ、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
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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	【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。 【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。 【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。 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。 【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。 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。	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より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，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。	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。	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。

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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）」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。	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）以内に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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	格納容器圧力 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	【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。 【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。 【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。 【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。 【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。 【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。	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。	事象発生の約 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原子炉注水及び格納容器除熱	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	【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。 【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。 【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。 【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。 【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。 【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。	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。	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。	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原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 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。

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※ ¹
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) ※ ²	備 考※ ¹
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

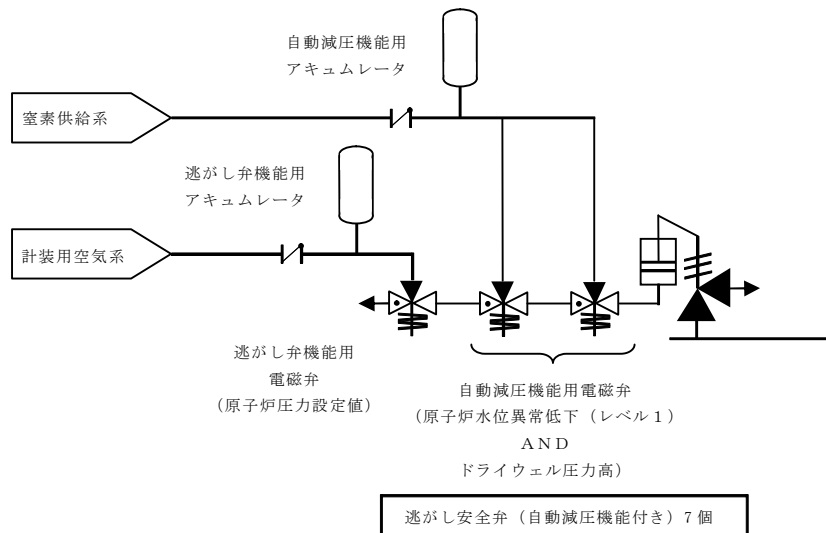
逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、
「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のために窒素を供給し
てアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（ADS機能付き）
及び逃がし安全弁（ADS機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を
示す。

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）

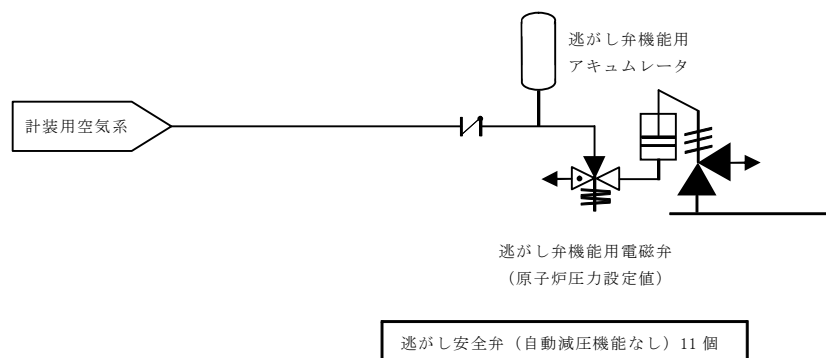
	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (ADS 機能付き)	1 回 (ドライウエル最高使用圧力 (310kPa[gage])) 又は 5 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	ADS 機能用 アキュムレータ (250 リットル)	第 1 図 参照
	1 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	
逃がし安全弁 (ADS 機能なし)	1 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	第 2 図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

逃がし安全弁のアクキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等で構成され、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。

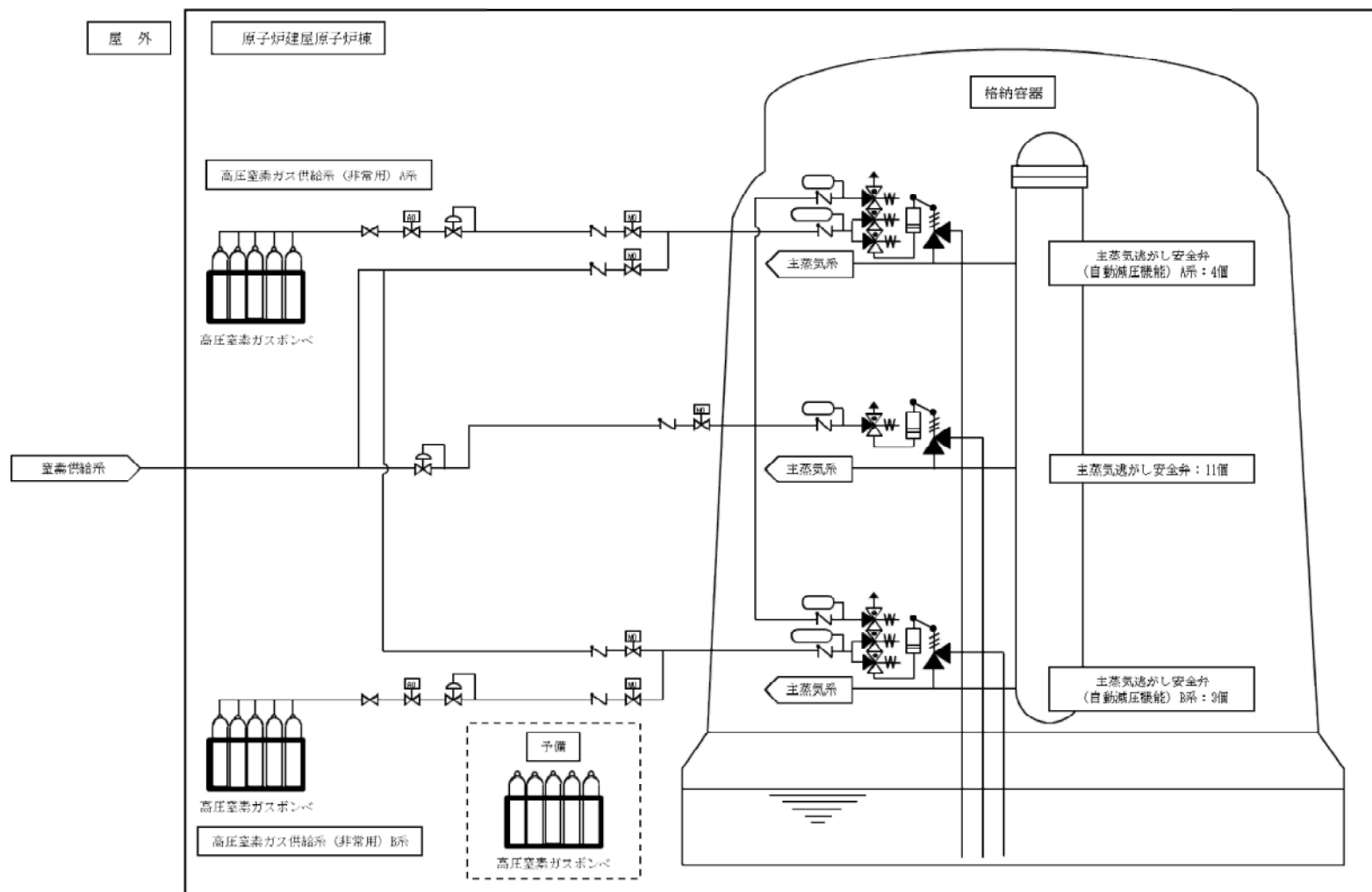
LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ADS機能付き）のアクキュムレータに窒素ガスを供給する。このとき、常用系が健全であれば常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用系（窒素ガスポンベ）から供給する。



第 1 図 逃がし安全弁（A D S 機能付き）概略図



第 2 図 逃がし安全弁（A D S 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】

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

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 T B))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 北側淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 高所淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)
による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 定格流量で北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (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, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた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, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用い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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた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。

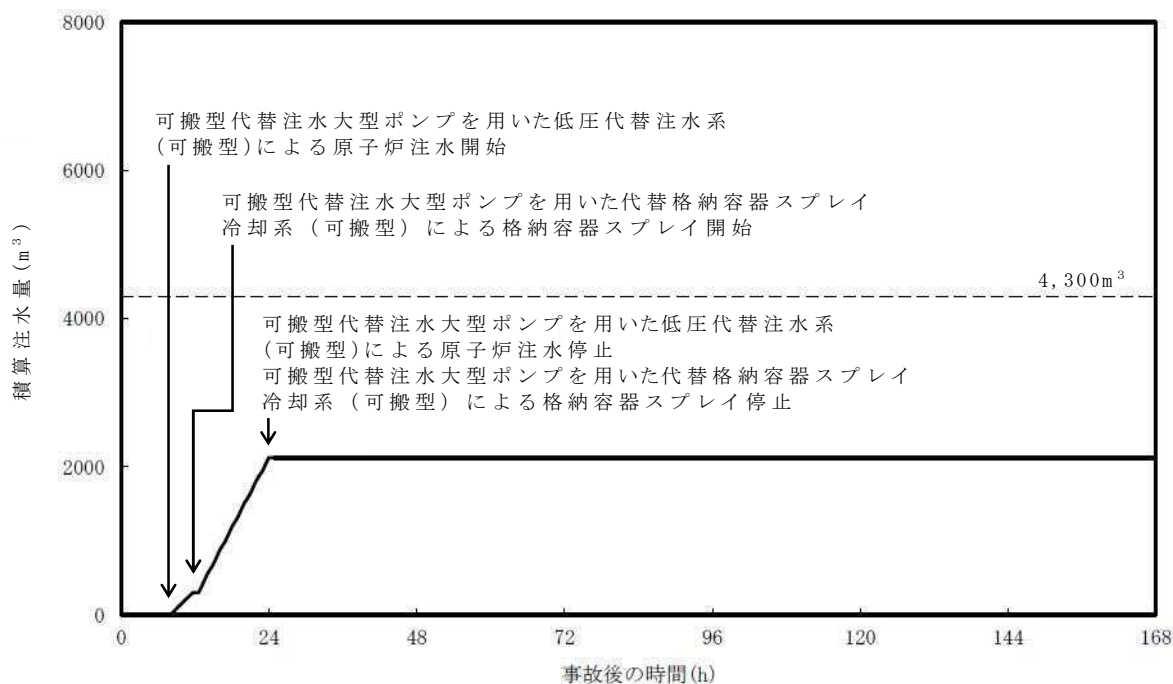
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約 2,130m³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 2,130m³ 必要となるが、北側淡水池に 2,500m³、高所淡水池に 2,500m³ 及び代替淡水貯槽に約 4,300m³ 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))

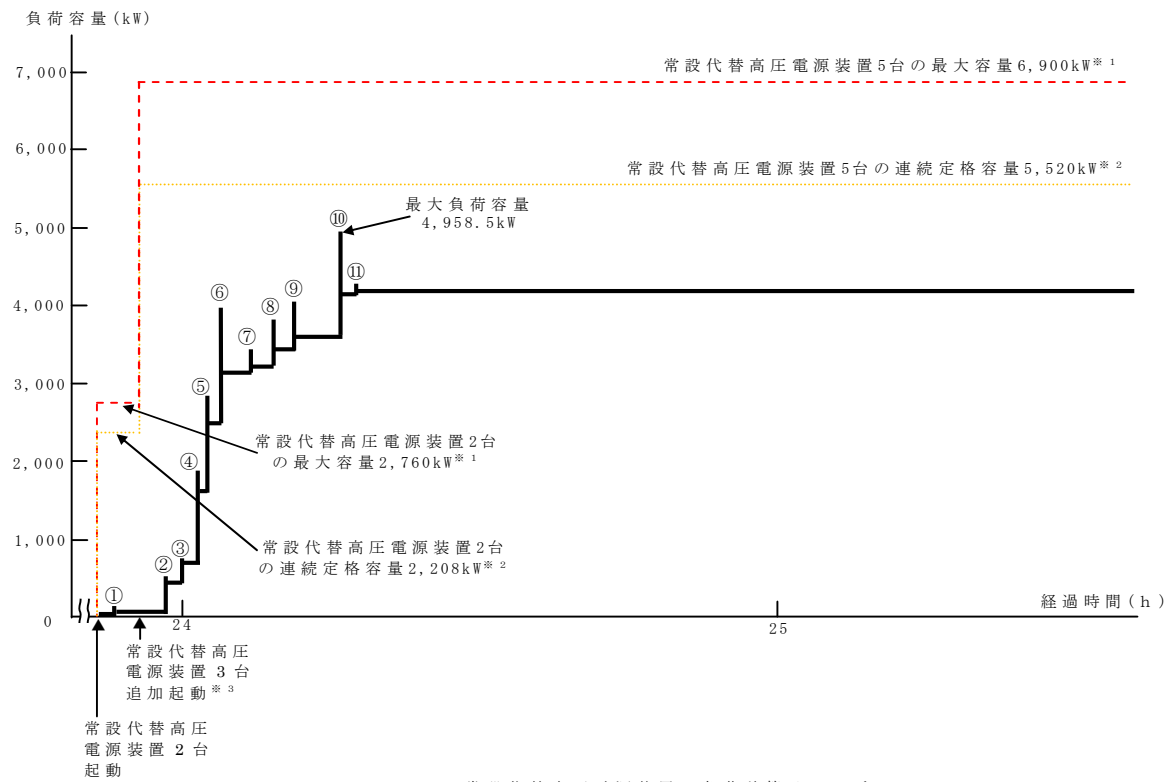
事象: 保守的に全ての設備が, 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)} = \text{約 } 352.8\text{kL}$	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 (長期 T B))

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高压電源装置】

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



常設代替高压電源装置の負荷積算イメージ

※1：常設代替高压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：常設代替高压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：非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高压電源装置を3台追加起動する

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（TBD）」，②「外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」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。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。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，原子炉水位の低下が継続し，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，交流電源の供給機能に加えて直流電源の供給機能又は高圧注水機能に対する重

大事故等対処設備に期待することが考えられる。

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り原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施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（T B D，T B U）」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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサブレーション・プール水冷却系）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 24 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 名及び現場操作を行う重大事故対応要員 15 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 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の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 24 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^{※1}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する^{※2}。また、早期の電源回復不能と判断する。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、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力（SA）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものとする。

b. 高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，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（S A広帯域，S A燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。

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（S A広帯域，S A燃料域）である。

d. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，対応可能な要員により直流電源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。

e. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

f. 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。

g. 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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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（S A）等である。

h. 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（S A 広帯域，S A 燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

i. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた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、同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力，サ

プレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

j．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，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。

常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

k．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。

l．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，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。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C 2C（2D）電圧である。

m．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，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，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（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

n．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

以降、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除熱を実施する。

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が喪失する「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B D）」である。なお、「外部電源喪失＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）」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、原子炉圧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，燃料被覆管温度が高温となる領域において，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をS A F E Rコードよりも低めに評価する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 2.3.2-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(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

外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号又は原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムが想定されるが、原子炉水位低下を厳しくする観点で、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) 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。

(c) 高圧代替注水系

136.7m³/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）設定値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）設定値から原子炉水位高（レベル8）設定値の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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）

(d) 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。なお、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ものとする。

(e) 低圧代替注水系(可搬型)

可搬型代替注水大型ポンプ1台を使用し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。

(f) 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)

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1台を使用するものとし、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、 $130 \text{ m}^3/\text{h}$ (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 $217 \text{ kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合は停止し、 $279 \text{ kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開する。

(g) 残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)

残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水を停止している期間に、 $1.9 \times 10^3 \text{ t}/\text{h}$ 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。なお、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、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。

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) 高圧代替注水系の起動操作は，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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で 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，原子炉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) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，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の受電操作の完了後に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2.3.2-15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，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停止が発生する。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)

事象発生の8時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注

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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、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、その後も炉心の冷却は維持される。

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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生約 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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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℃）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。

格納容器圧力は、第 2.1-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.1-16 図に示すとおり、事象発生の約 24 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように、高压代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように、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。

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、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（原子炉停止時冷却系）により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、高圧代替注水系が機能維持している期間内に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び事象発生約 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、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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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」に示しておりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

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最大 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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが、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ことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さいと考えられる。

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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

(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、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 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おおむね小さくなるため、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、サプレッション・プール水位、格納容器体積（ウェットウェル）及びサプレッション・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。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、ドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.2.4）

(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おおむね小さくなり、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、サプレッション・プール水位、格納容器体積（ウェットウェル）及びサプレッション・プール水温度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、ドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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から、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.4）

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

操作条件の高压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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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小さく、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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた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

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

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については、操作開始時間が事象発生 25 分後と同様であるが、高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて、原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから、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 分の原子炉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ことから時間余裕がある。

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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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事象発生 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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷

却系（可搬型）による格納容器冷却は、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事象発生約 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、評価上は事象発生約 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。

2.3.2.4 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 24 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 (T B D, T B U)」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。

a. 水 源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m³必要となる。

水源として、北側淡水池に 2,500m³、高所淡水池に 2,500m³及び代替淡水貯槽に約 4,300m³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 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 2.3.2.6)

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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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可搬型代替注水大型ポンプを用いた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（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール水冷却系）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 D，T B U）」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（T B D）」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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール水冷却系）による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。

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、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（T B D，T B U）」において、高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水並びに常設代替高圧電源装置か

らの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（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（T B D，T B U）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	- 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。 - 全電源喪失により、早期の電源回復不能と判断する。	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（SA） M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用 M／C 電圧
高圧代替注水系の起動操作	全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。	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
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。 - 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。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	- 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 - 外部電源の回復操作を実施する。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）を起動する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	—

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）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
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。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
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。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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により、原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	サブプレッション・プール水温度 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（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。 ・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。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた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。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サブプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用 M／C 電圧

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）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	・ 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。	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 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	—	M / C 2 C 電圧 M / C 2 D 電圧
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，残留熱除去系海水系 の起動操作を実施する。 ・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代 替注水系（可搬型）による原子炉注水及び 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格 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（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系海水系系統流 量】 低圧代替注水系原子炉注水流 量 サプレッション・チェンバ圧 力 ドライウエル圧力
使用済燃料プールの冷却	・ 使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

【 】: 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

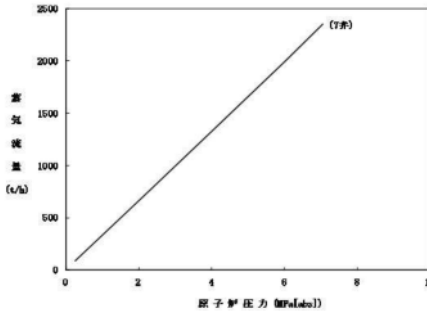
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU）（1／6）

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解析コード
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

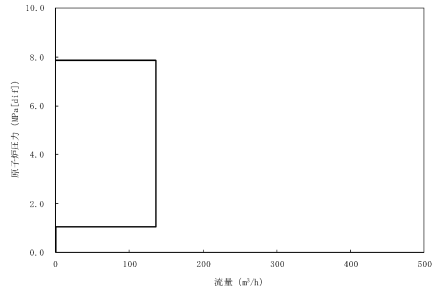
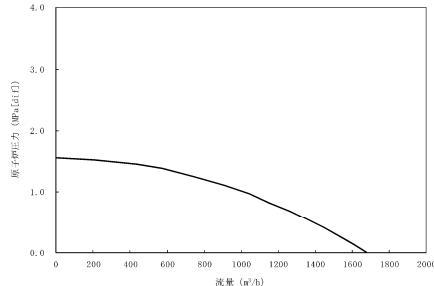
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（2／6）

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 ³	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³	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
	ベント管真空破壊装置 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）	設計値を設定
	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、淡水貯水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
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る外部電源喪失を設定
	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る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 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、外部電源喪失を設定

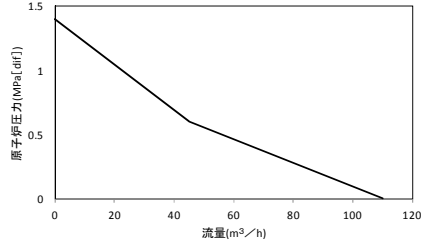
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（3／6）

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）	事象進展の観点で、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムを設定
	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 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
		（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

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）

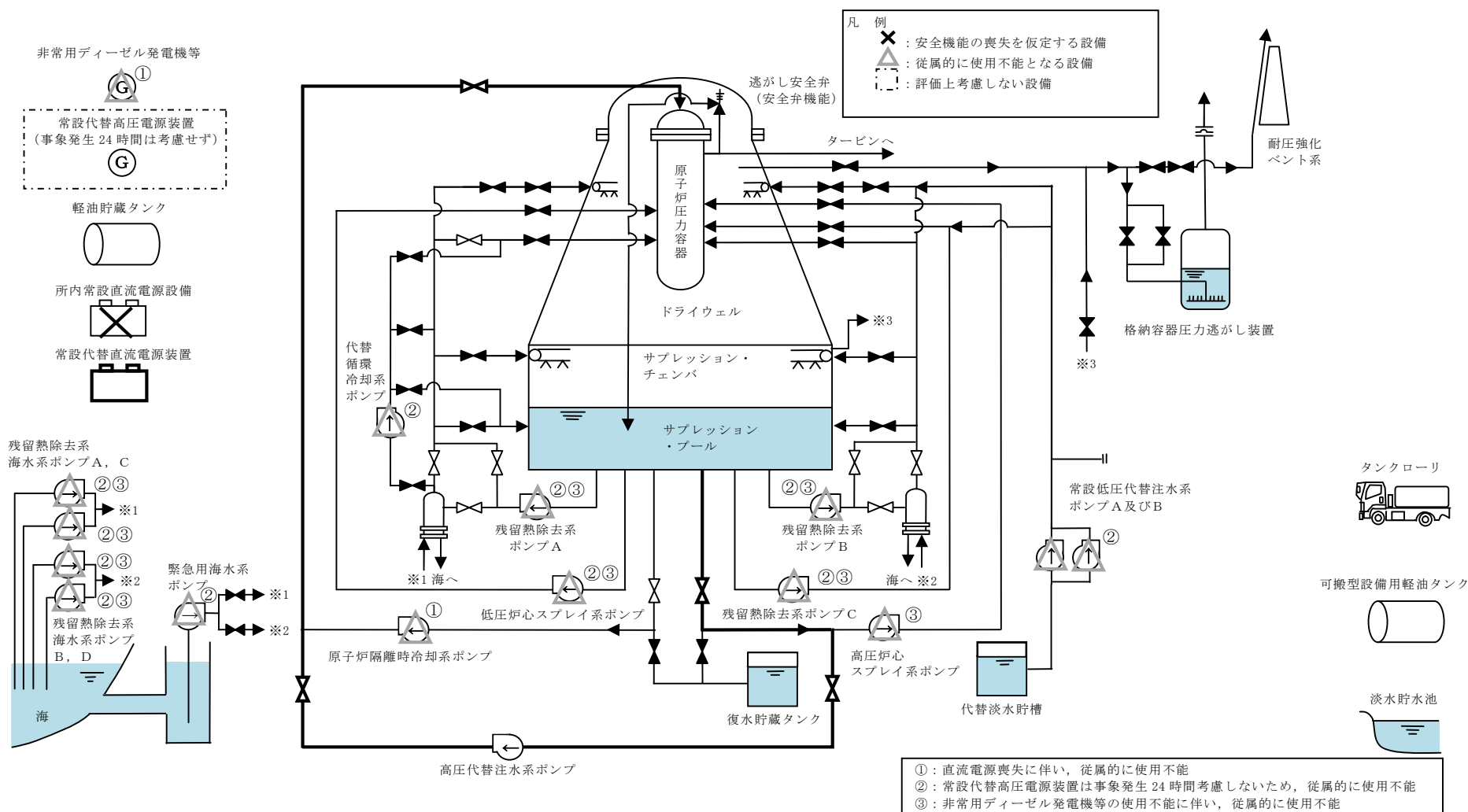
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高压代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 - 注水特性：136.7m³/h - 注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 高压代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低压注水系）	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し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m³/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	低压代替注水系（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 ³ /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 ³ /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 スプレイ流量：130m ³ /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
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	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換え スプレイ流量：1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：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

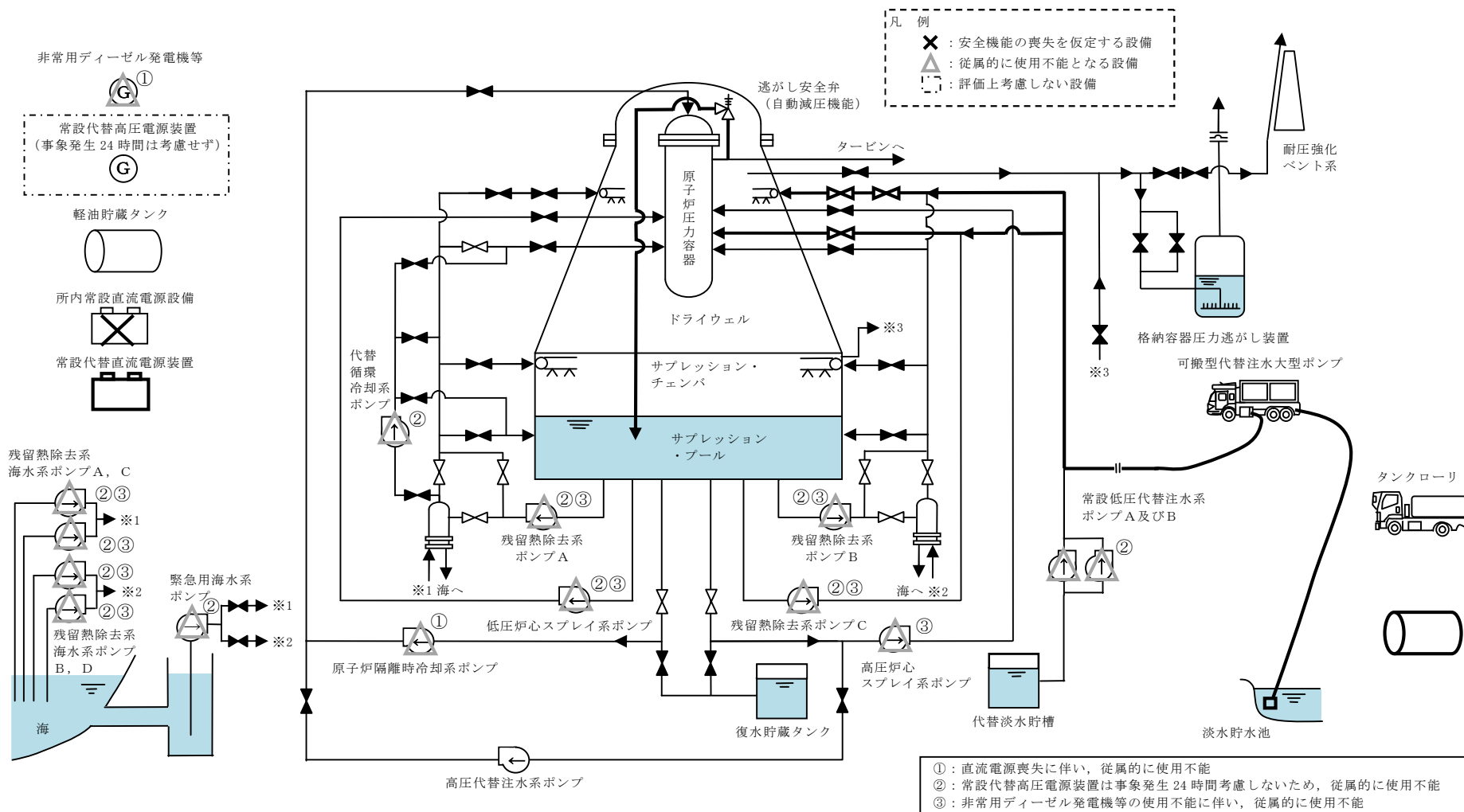
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（6／6）

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
	高圧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た後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため、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設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	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

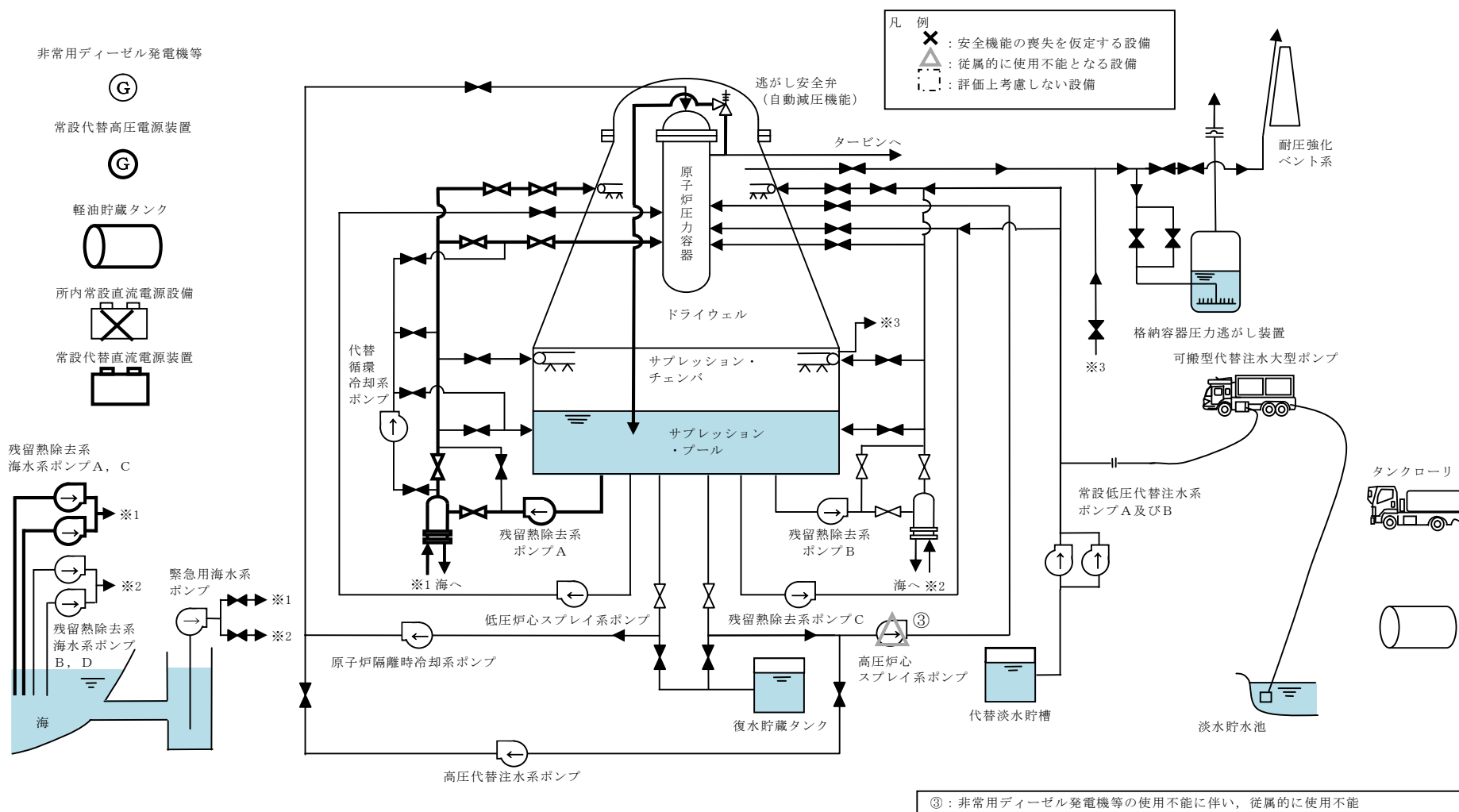


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)

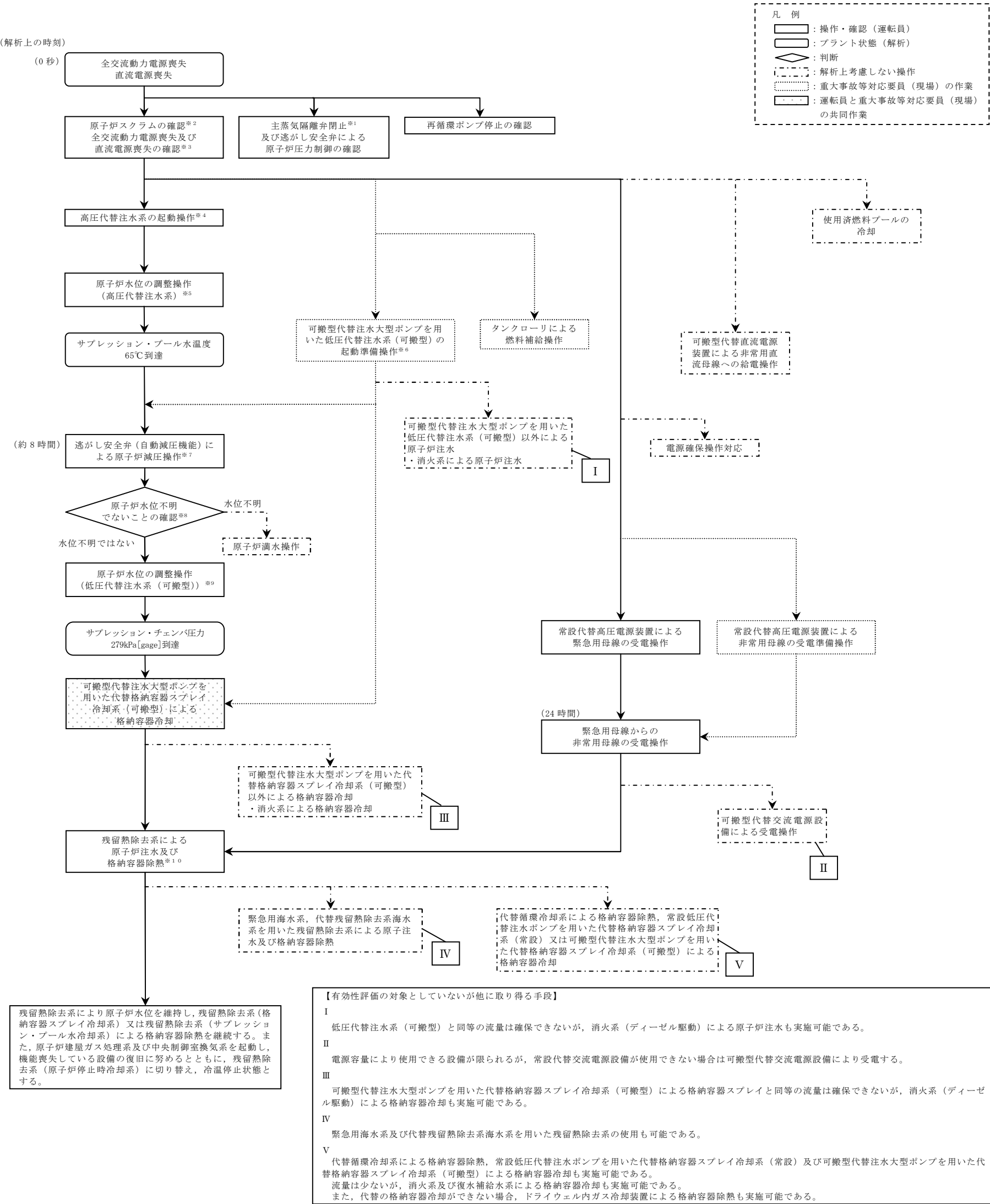
コメント No.182-15 に対する回答



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)
(可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



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)



※ 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効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、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力 (S A) を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考えられる。

※ 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。
また、全電源喪失を確認し、早期の電源回復不能と判断する。

※ 4 : 高压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 : 高压代替注水系により、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。

※ 6 : 全交流動力電源喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始する。なお、低压代替注水系 (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。

※ 7 : サプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高压の場合は 65℃) に到達又は超過した場合は、低压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可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に高压代替注水系が停止するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系 (可搬型) の原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に高压代替注水系は停止する想定としている。

※ 8 : 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位計の信頼性が損なわれる恐れがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
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

※ 9 : 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系 (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。

※ 10 : 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル 3) 設定点にて残留熱除去系 (低压注水系) に切り換え、原子炉水位高 (レベル 8) 設定点にて残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系) 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 (T B D, T B U) の対応手順の概要

交流動力電源喪失（T B D，T B U）																		
					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 ▽ 25分 高圧代替注水系による原子炉注水開始												
	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)														
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A, B	3人 C, D, E	—	●乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備	1 分													
状況判断	2人 A, B	—	—	●原子炉スクラムの確認	10 分													
				●タービン停止の確認														
				●全電源喪失の確認														
				●再循環ポンプ停止の確認														
				●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														
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	4 分													
	【1人】 B	—	—	●高圧代替注水系による 原子炉注水 系統構成	6 分													
電源確保操作対応	—	—	2人 a, b	●電源回復操作					適宜実施								解析上考慮しない	
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									

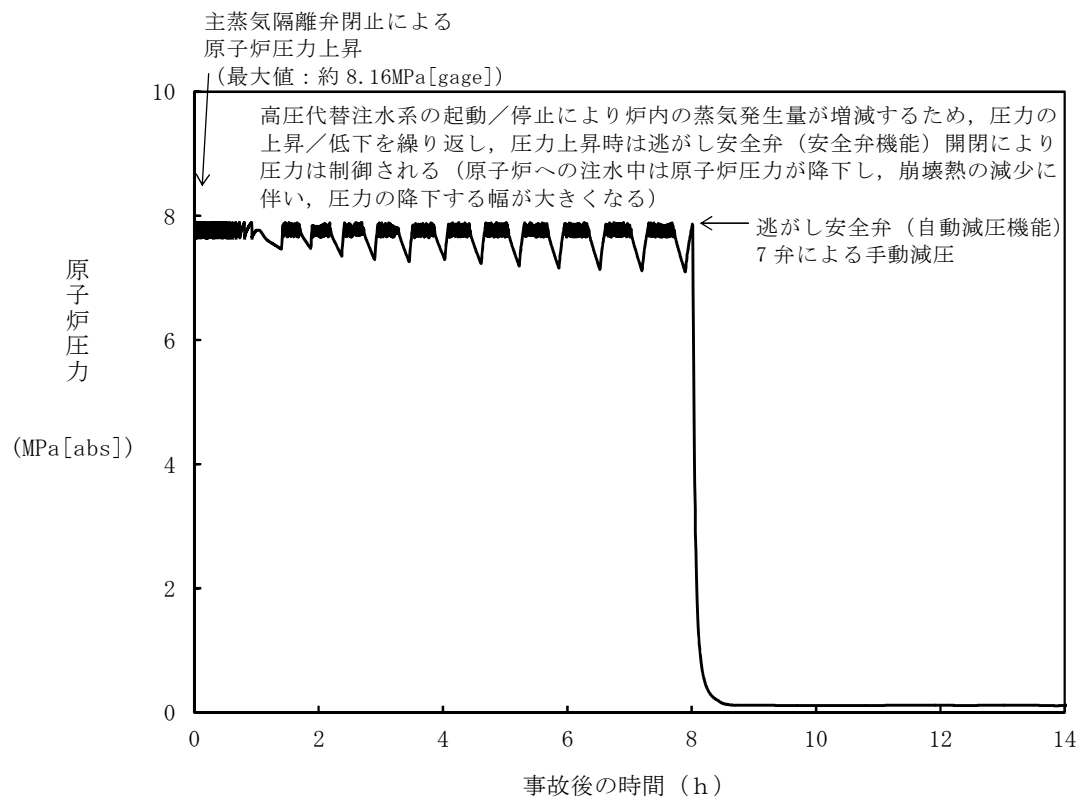
第 2. 3. 2-3 図 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）の作業と所要時間（1／2）

コメント No. 147-27 に対する回答

全交流動力電源喪失（TBD、TBU）																			
					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・必要要員数			操作の内容	▽ 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及び原子炉注水及び格納容器除熱														
	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（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														
可搬型代替注水大 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型) による 原子炉注水準備	—	—	10人 c～l	● 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														
	—	—	【2人】 c, d	● 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	2人 m, n 2人 (招集)	● 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	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				
				● 可搬型代替注水大型ポンプへの給油			適宜実施												
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）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												
常設代替高压電源 装置による非常用 母線の受電準備操 作	【1人】 B	—	—	● 非常用母線の受電準備	30 分														
	—	【1人】 E	【1人】 o	● 非常用母線の受電準備	185 分														
可搬型代替注水大 型ポンプを用いた 代替格納容器ス プレイ冷却系（可搬 型）による格納容 器冷却	—	【1人】 E	【3人】 m, n, o 2人 (招集)	● 格納容器スプレイのための系統構成	175 分														
				● 格納容器スプレイの流量調整			系統構成後、適宜流量調整												
常設代替高压電源 装置による緊急用 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	● 常設代替高压電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作	4 分														
常設代替高压電源 装置による非常用 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	● 常設代替高压電源装置3台の追加起動	8 分														
				● 非常用母線の受電	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	4 分														
				● 残留熱除去系による原子炉注水操作	2 分														
				● 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	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操作を実施														
使用済燃料プールの 冷却	—	【1人】 C	【1人】 (招集)	● 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施										解析上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃 料プール冷却系の起動ま でに実施する				
	【1人】 A	—	—	● 緊急用海水系の起動操作	20 分														
				● 代替燃料プール冷却系起動操作	15 分					解析上考慮しない 約25時間までに実施する									
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	15人 a～o 及び招集6人																

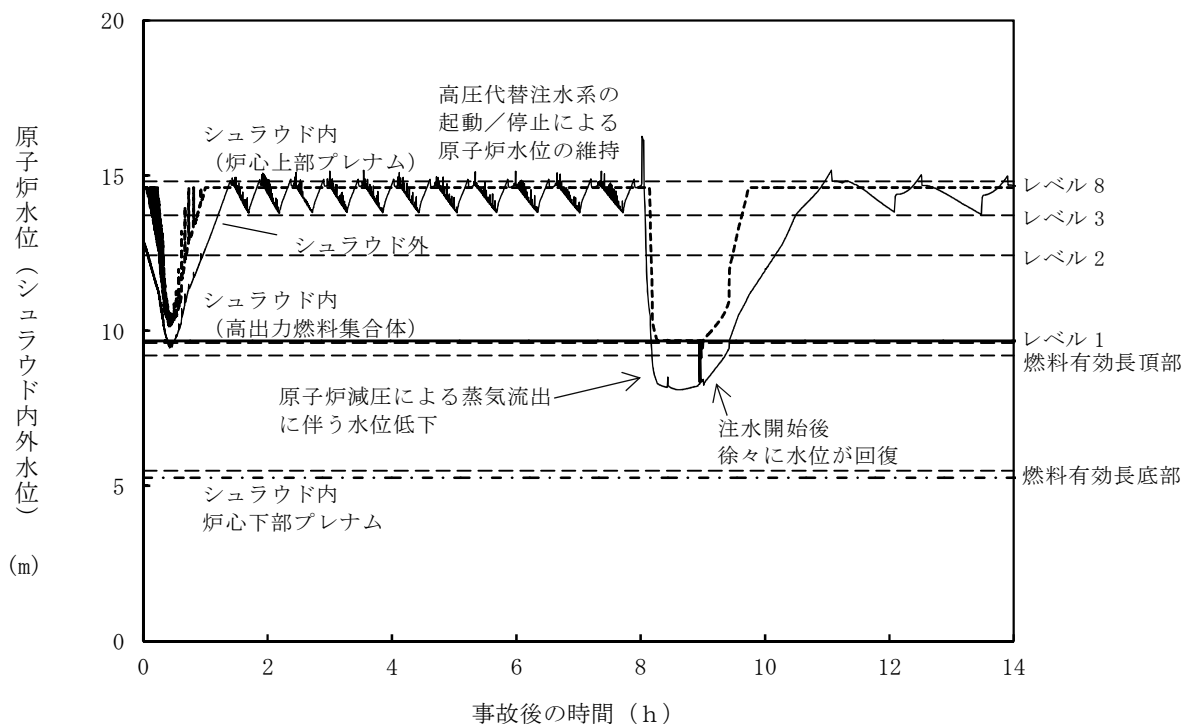
第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の作業と所要時間（2／2）

コメント No. 147-27 に対する回答

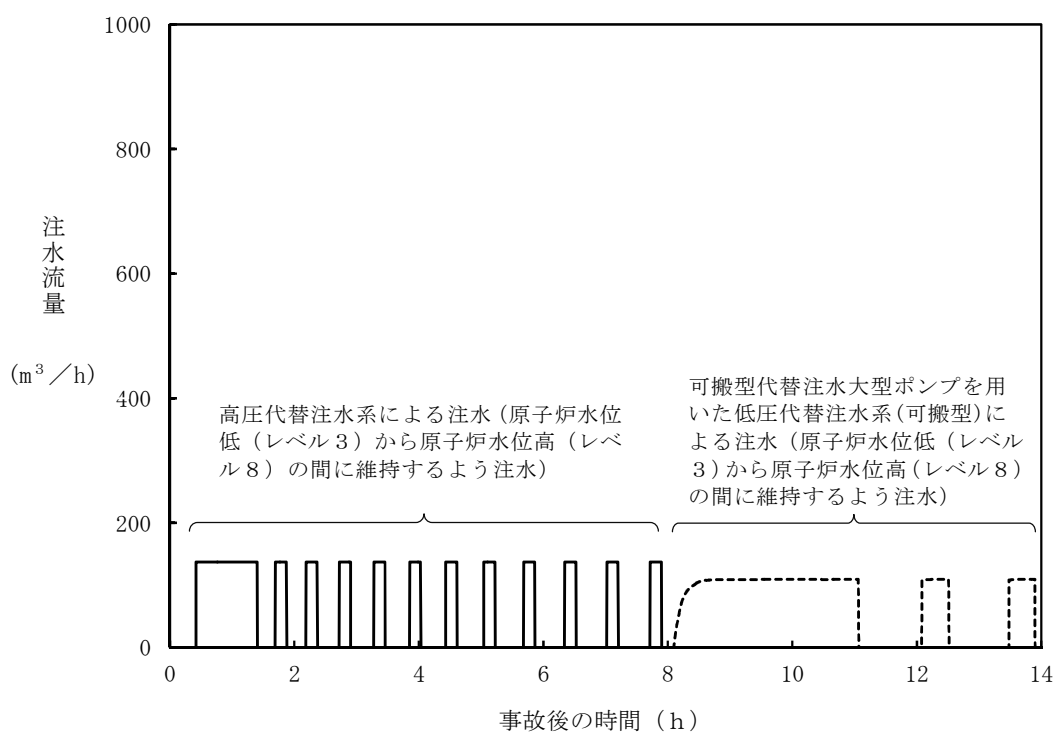


第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移

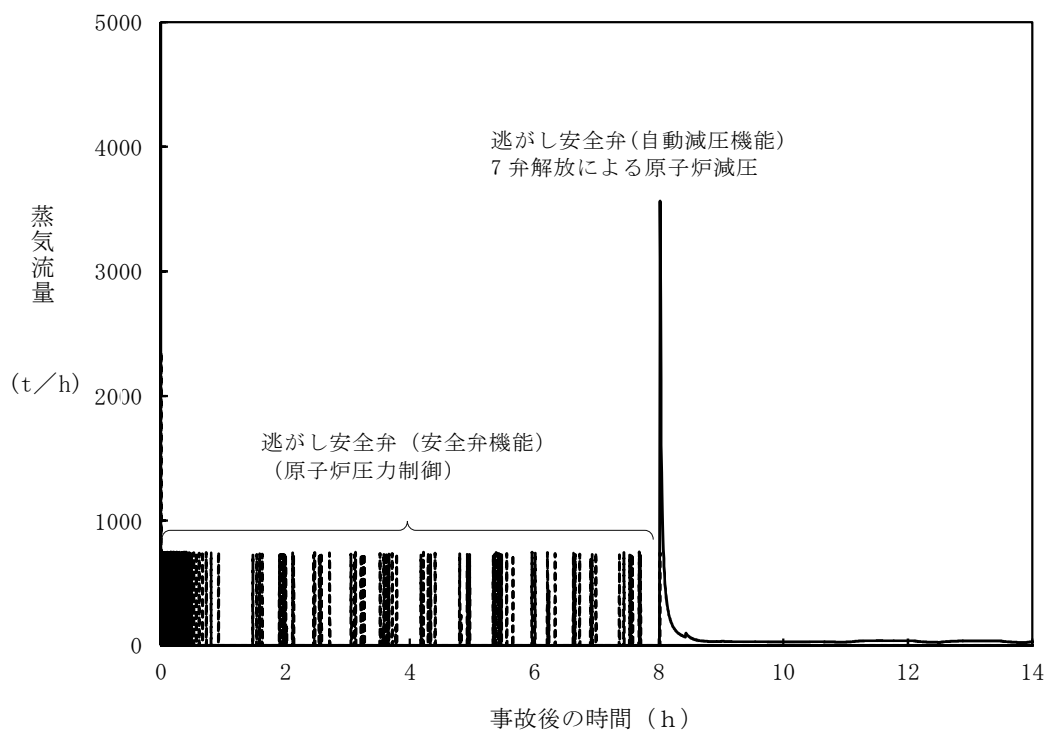
コメント No. 147-02, 18 に対する回答



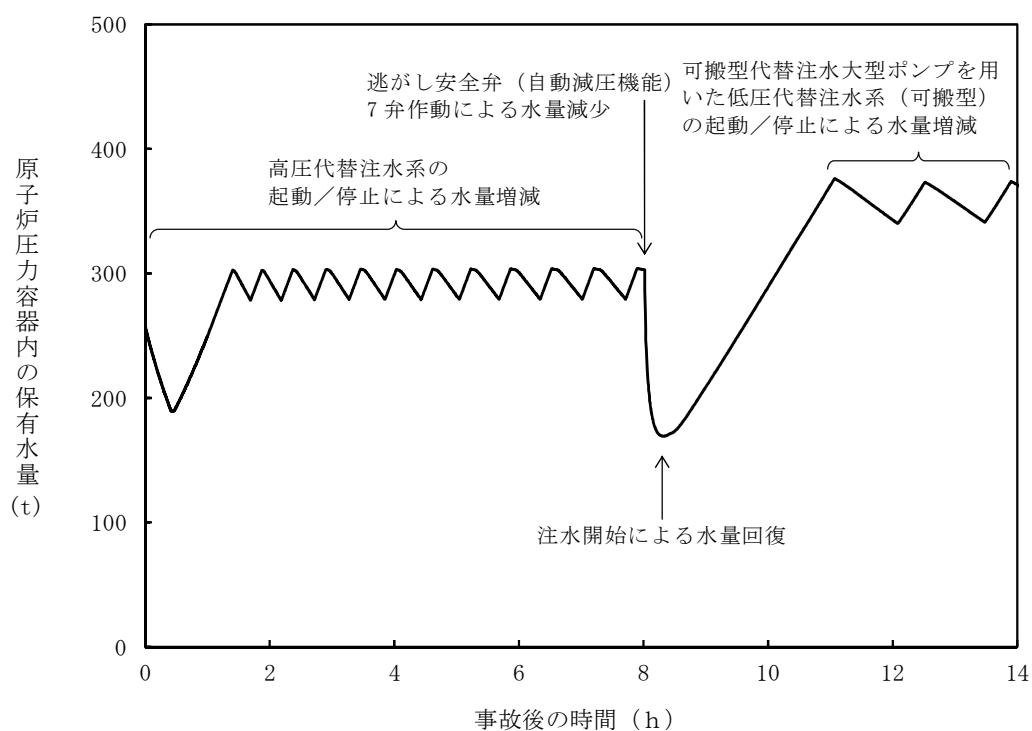
第 2.3.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



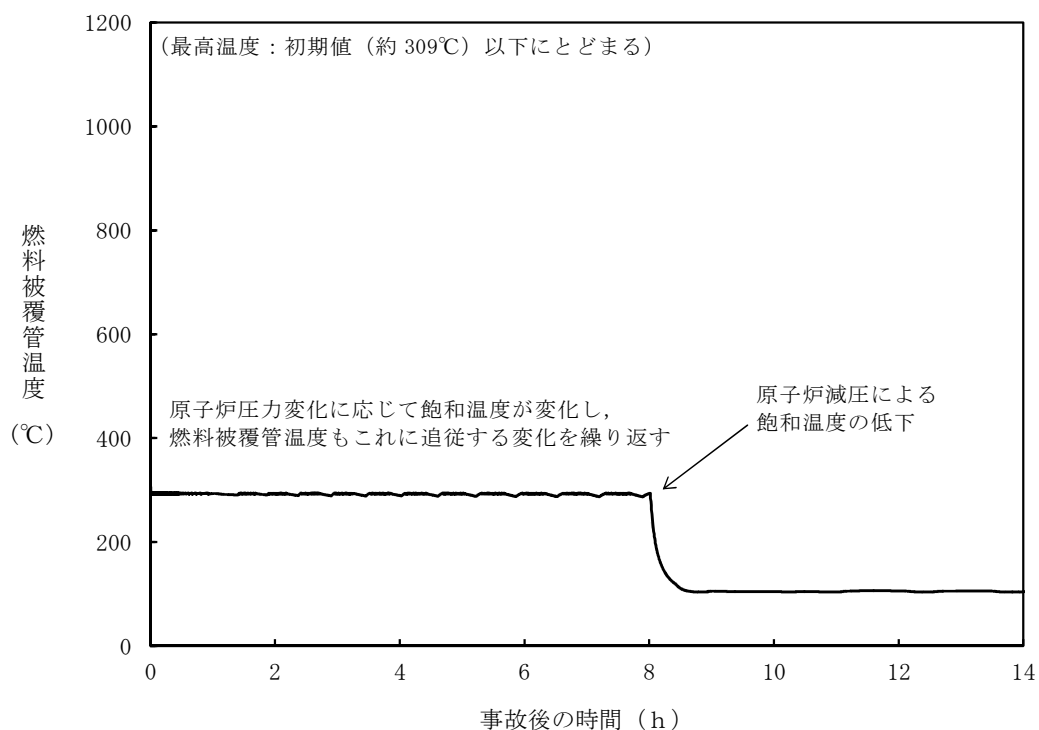
第 2.3.2-6 図 注水流量の推移



第 2.3.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

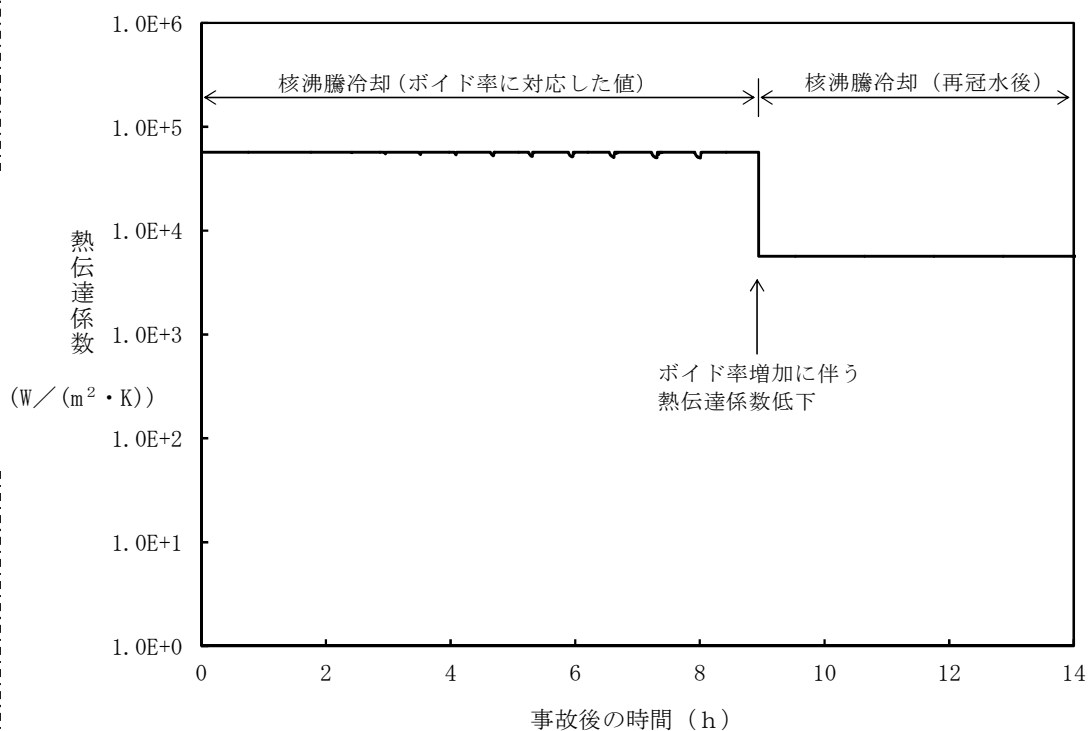


第 2.3.2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



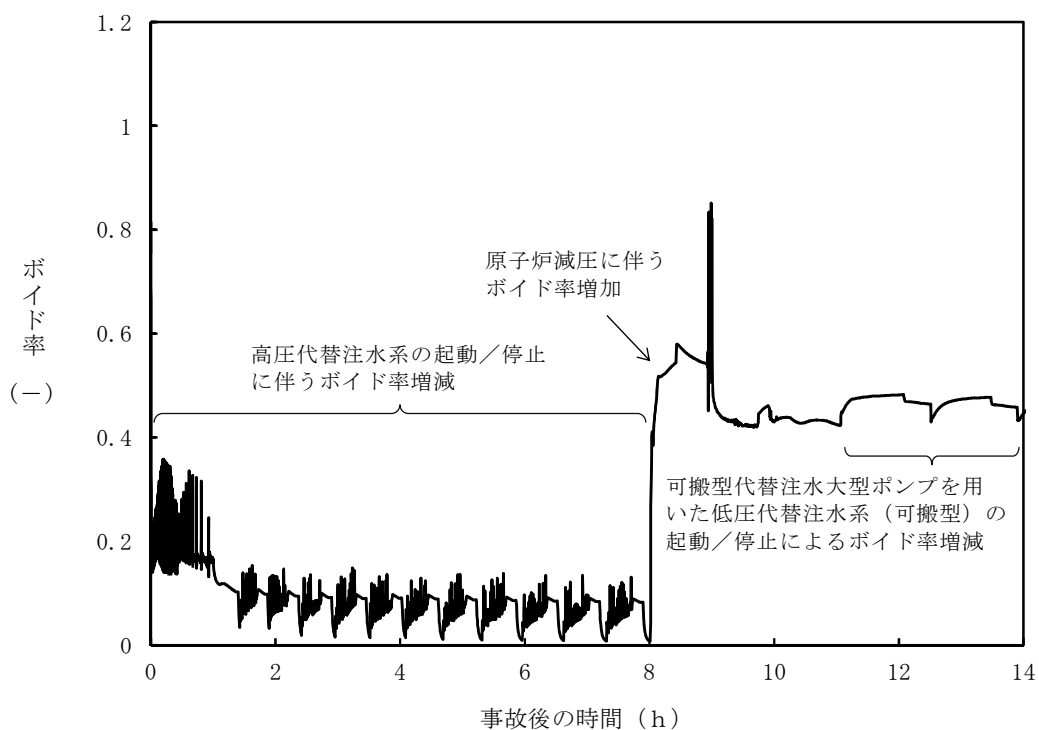
第 2.3.2-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答

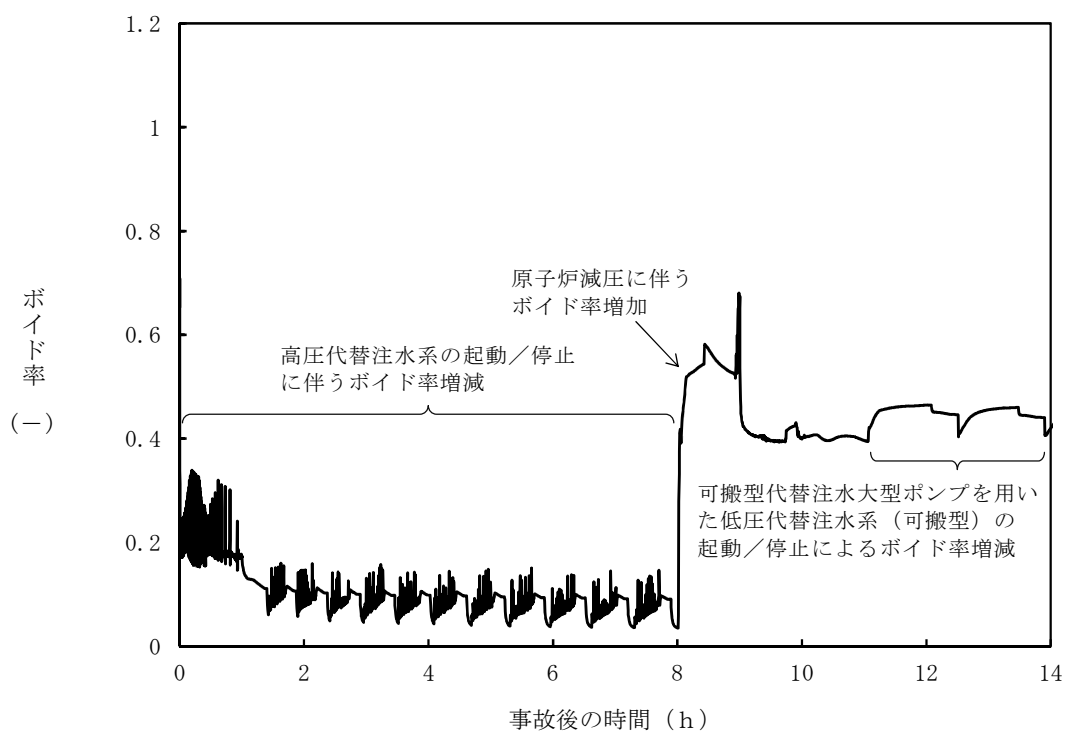


第 2.3.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

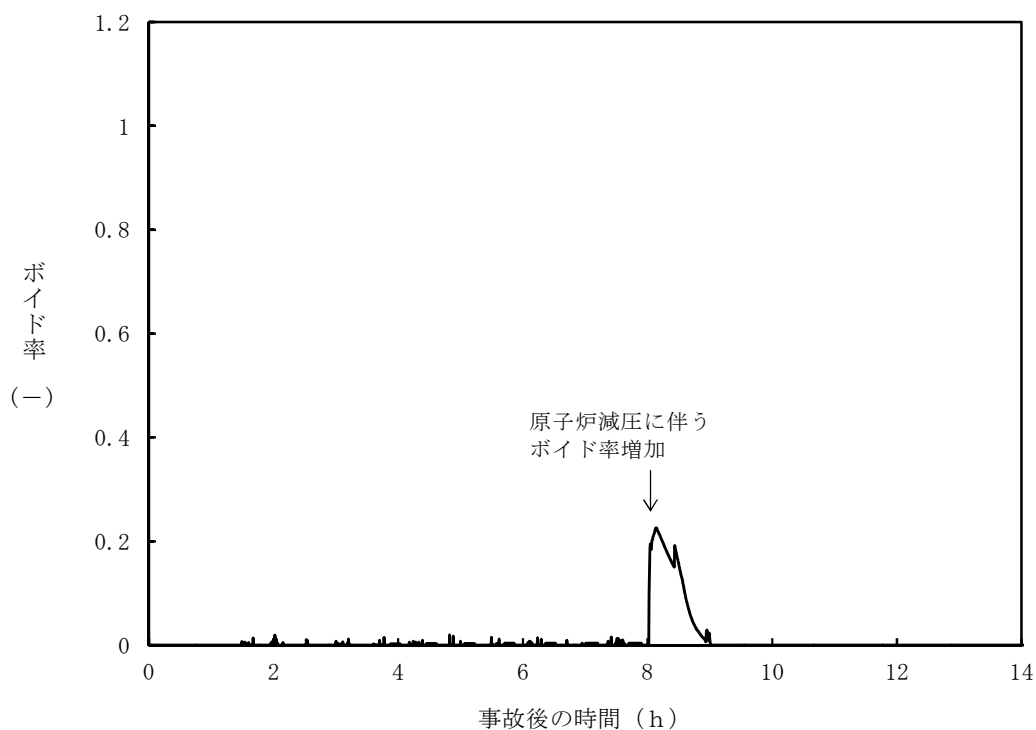
コメント No. 147-02, 05 に対する回答



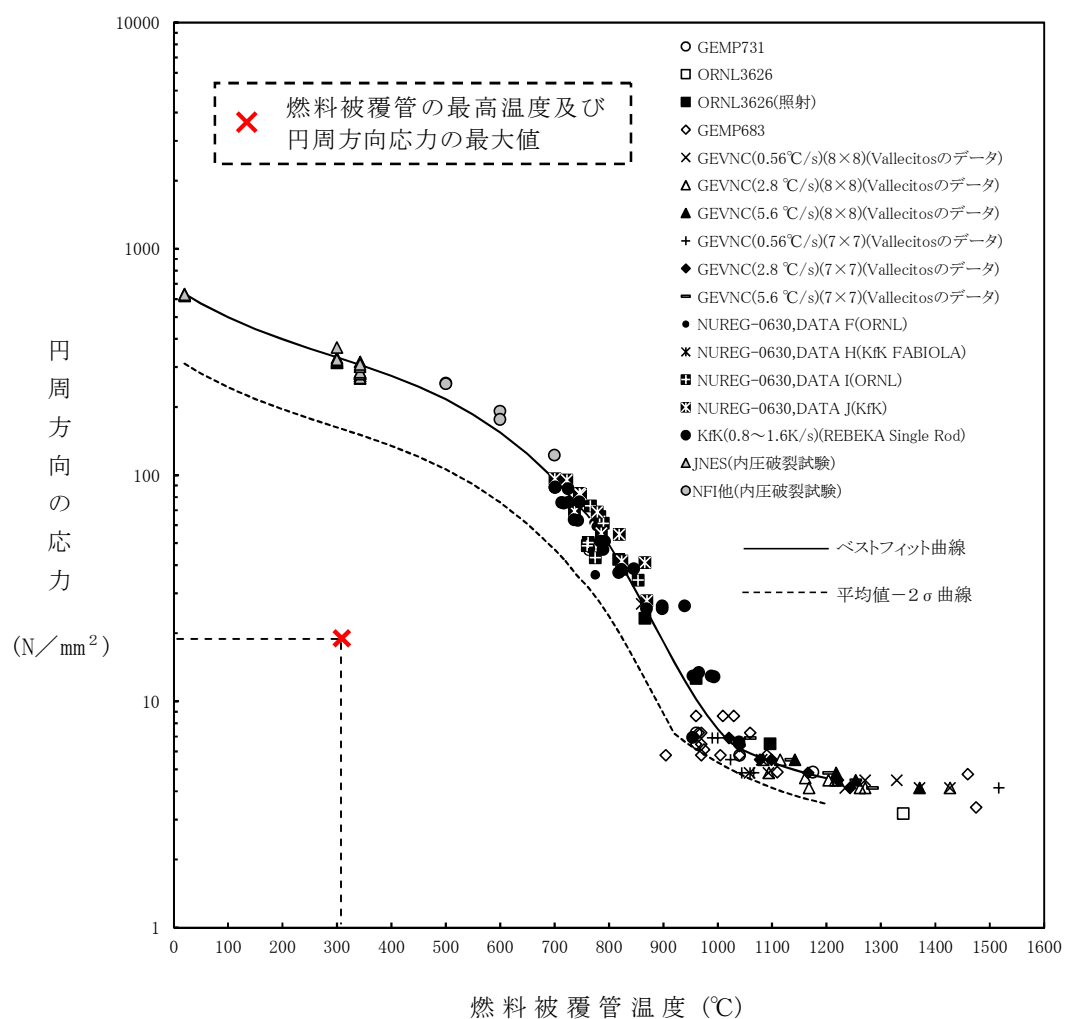
第 2.3.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



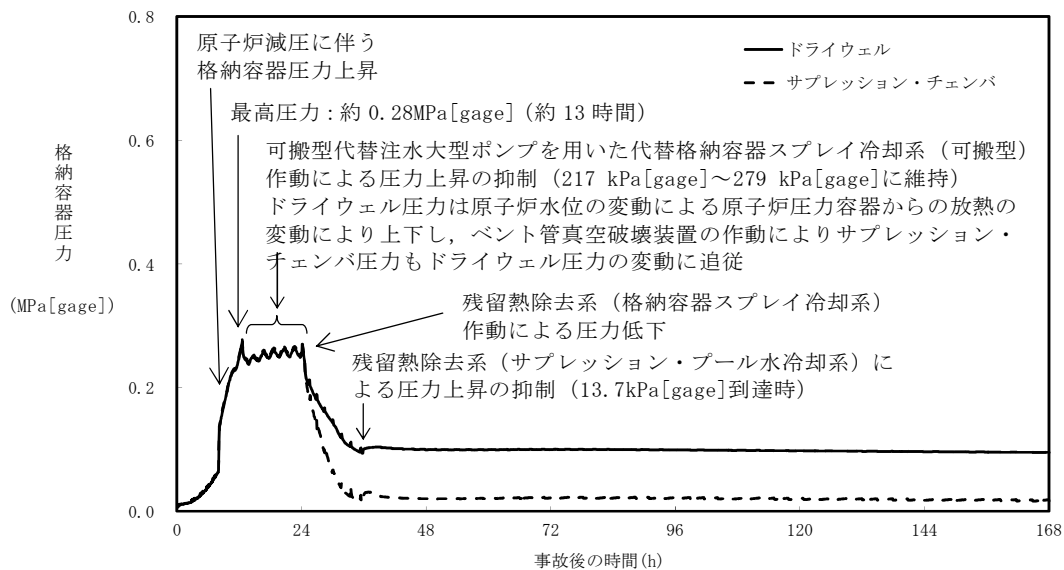
第 2.3.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

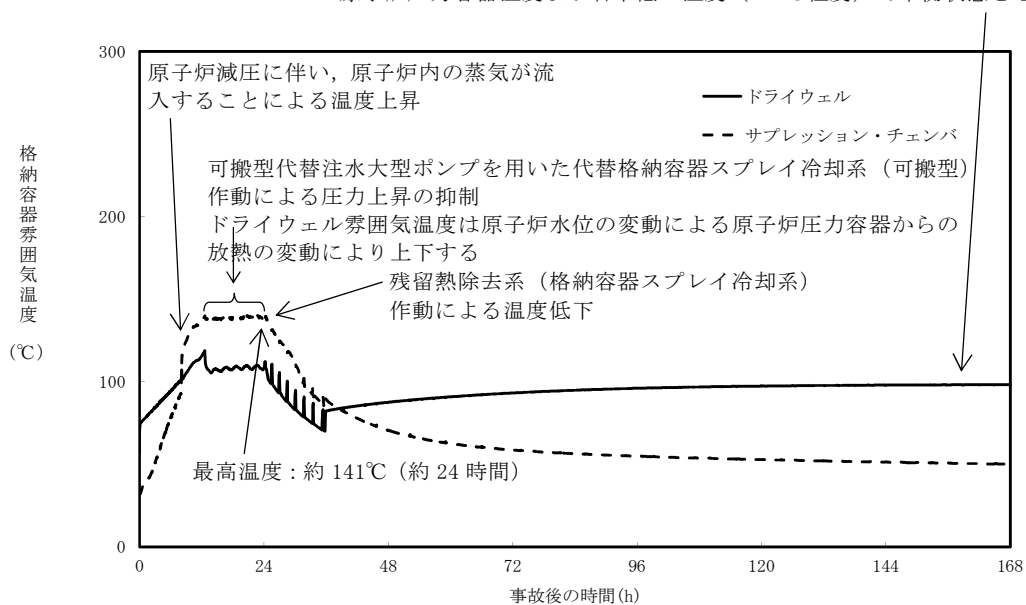


第 2. 3. 2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

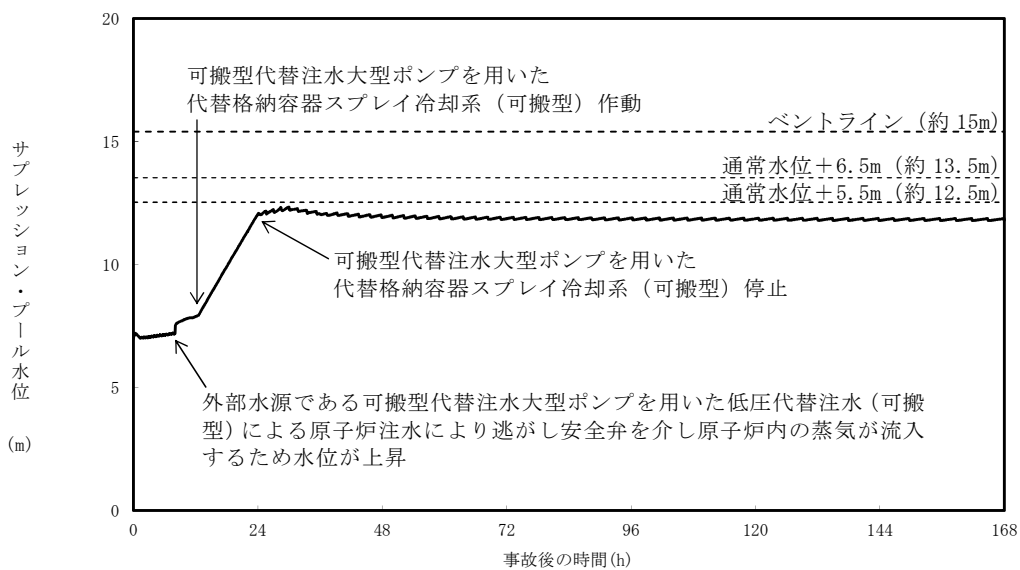


第 2.3.2-15 図 格納容器圧力の推移

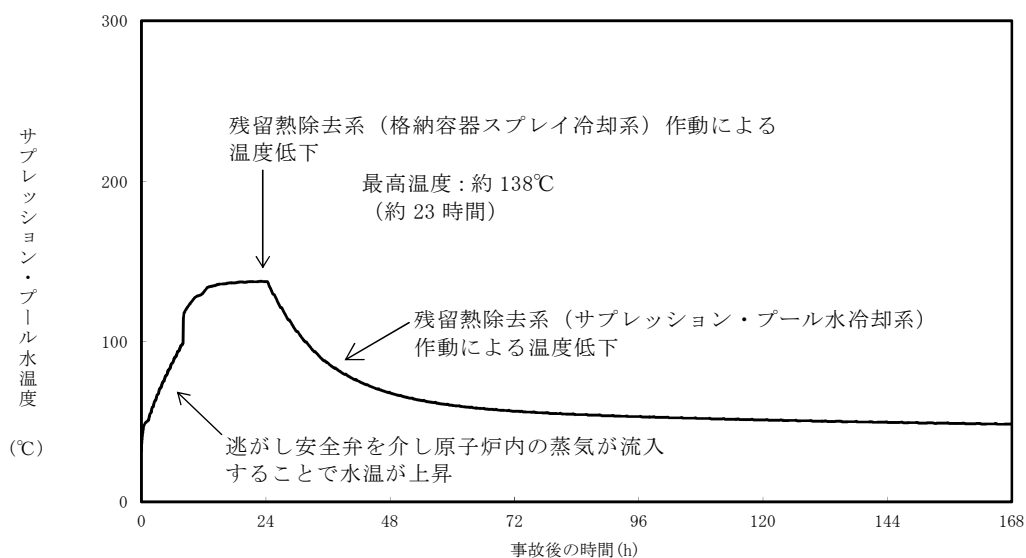
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）への切替後、原子炉
圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の
原子炉圧力容器温度より若干低い温度（100℃程度）で平衡状態となる



第 2.3.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



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（T B D， T B U）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（T B D， T B U）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。

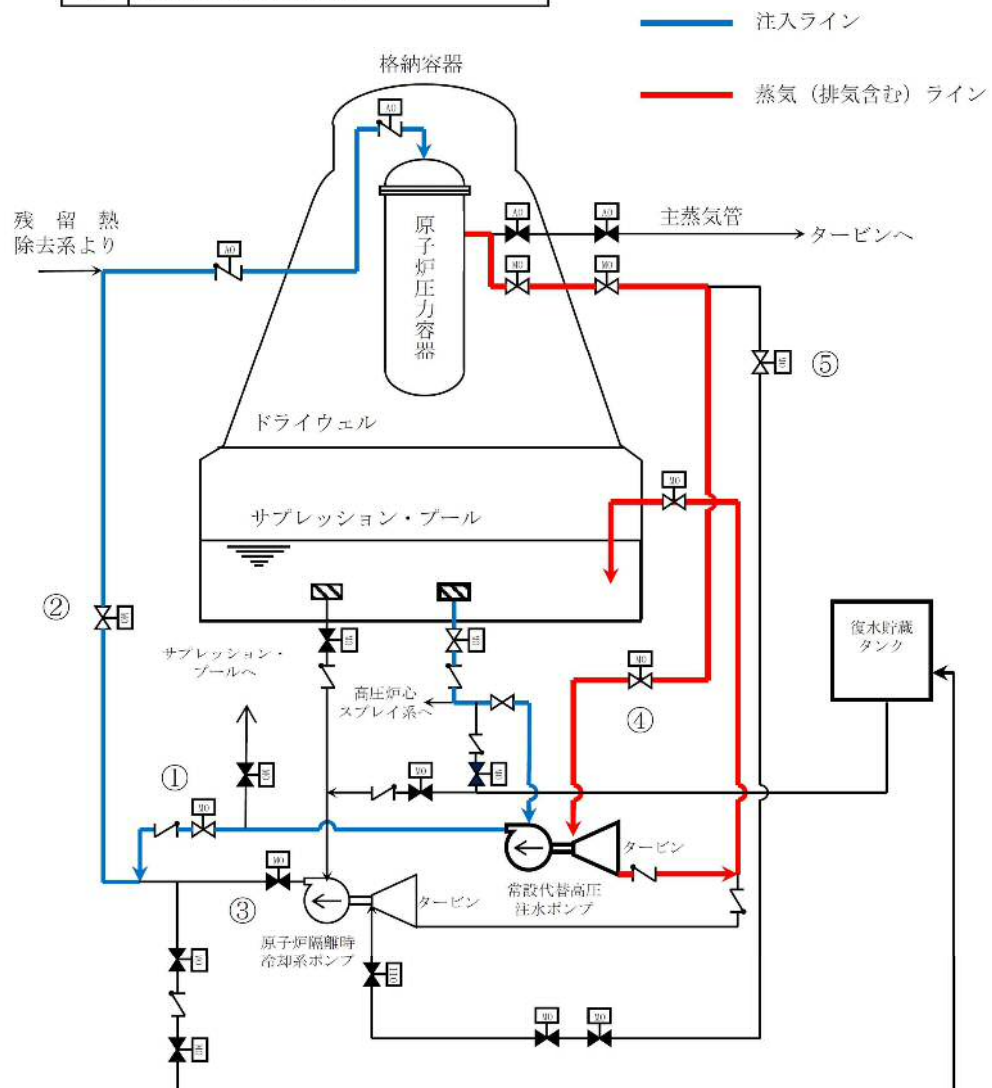
高圧代替注水系の起動から 8 時間の継続運転のために代替直流電源を必要とする設備は，計測制御設備及び電動弁である。第 1 図に高圧代替注水系の系統構成概略を示す。事故時には代替直流電源の容量以外にも，サプレッション・プール水温度の上昇や高圧代替注水系ポンプ室温度及び中央制御室温度の上昇が，高圧代替注水系の運転継続に影響することもあるため，その影響についても確認した（第 1 表参照）。

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。

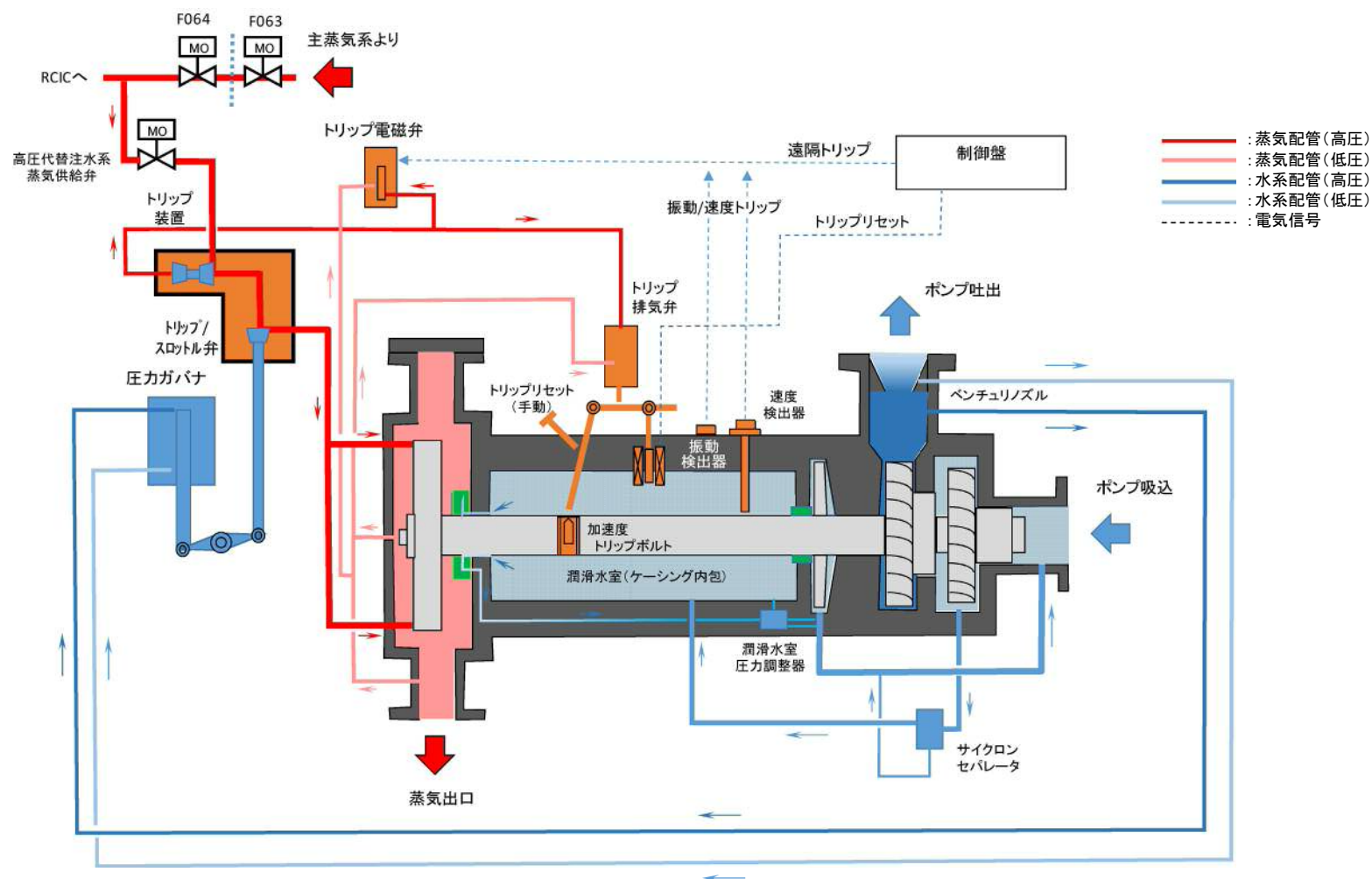
第 1 表 全交流動力電源喪失時（T B D，T B U）における高圧代替注水系の継続運転への影響評価

要因	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。（第 3 図） この時の高圧代替注水系の有効吸込み水頭（N P S H）は，類似システムである原子炉隔離時冷却系ポンプと比較評価し，有効 N P S H 評価条件である静水頭（サプレッション・プール水位低レベル～ポンプ吸込みレベル）及び配管設計が類似となり，静水頭及び配管圧損に大きな差異が生じないことから，サプレッション・プール水温上昇時においても，原子炉隔離時冷却系ポンプ同様，必要 N P S H に対し有効 N P S H が上回るため，キャビテーションは発生しない。また，温度耐性の観点からも，高圧代替最高使用温度 120℃で設計するため，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 65.6℃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 65.6℃を超え，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。	全交流動力電源喪失（T B D，T B U）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 65℃（初期室温 40℃）であり，高圧代替注水系の設計で想定している 65.6℃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	中央制御室に設置する高圧代替注水系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。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，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。	全交流動力電源喪失（T B D，T B U）は全交流動力電源喪失（長期 T B）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 T B）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（T B D，T B U）時の中央制御室温度は，全交流動力電源喪失（長期 T B）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）

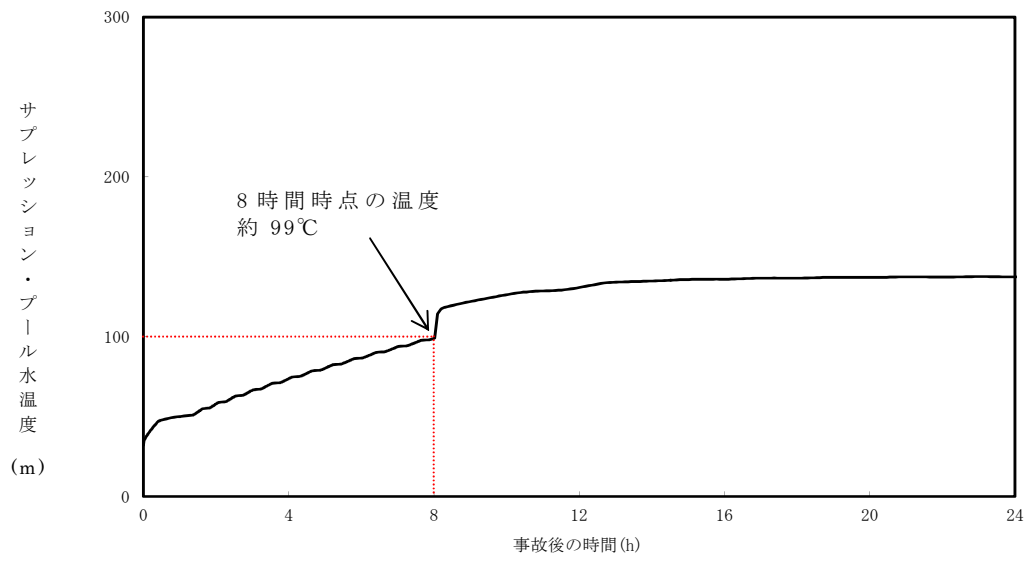
	弁名称
①	高压代替注水系注入弁
②	R C I C 注入弁
③	R C I C ポンプ出口弁
④	高压代替注水系蒸気供給弁
⑤	S A 用 R C I C 蒸気止め弁



第 1 図 高压代替注水系系統概要図



第 2 図 高圧代替注水系ポンプ回り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移

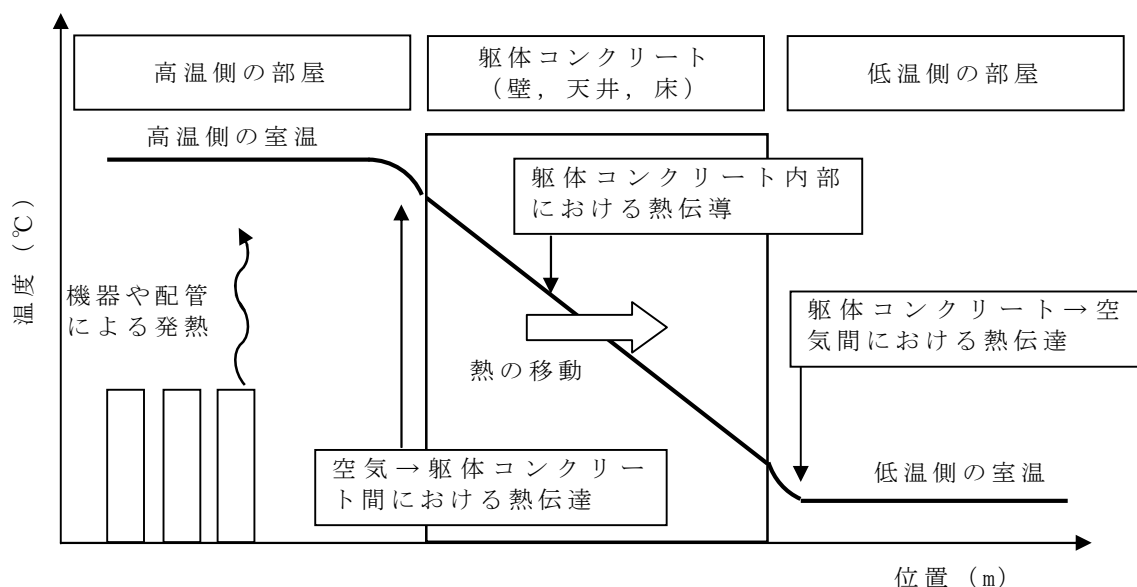
全交流動力電源喪失時（T B D，T B U）における
高圧代替注水系ポンプ室の室温評価について

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、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第4図参照。）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第4図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

① 高圧代替注水系ポンプ室の条件

- ・ 初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：692m³
- ・ 熱 容 量：715kJ/℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，

上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：第2表参照。また，発熱負荷の内訳を第3表に示す。

第2表 高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷 (kW)	14.5	14.5	14.5	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	16.9

第3表 高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間(h)	注水配管内流体温度設定(℃)※1	配管(kW)	機器(kW)
0	66※2	9.5	5.0
1	66※2	9.5	5.0
2	66※2	9.5	5.0
3	67	9.6	5.0
4	74	10.1	5.0
5	81	10.6	5.0
6	87	11.0	5.0
7	94	11.5	5.0
8	99	11.9	5.0

※1：注水配管以外にはタービン側配管がある。それは保守的に最高使用温度が0～8hまで継続するものとして設定する。

※2：0～2hまでのサプレッション・プール温度は、32～59℃の範囲であるが、保守的に66℃にて設定する。

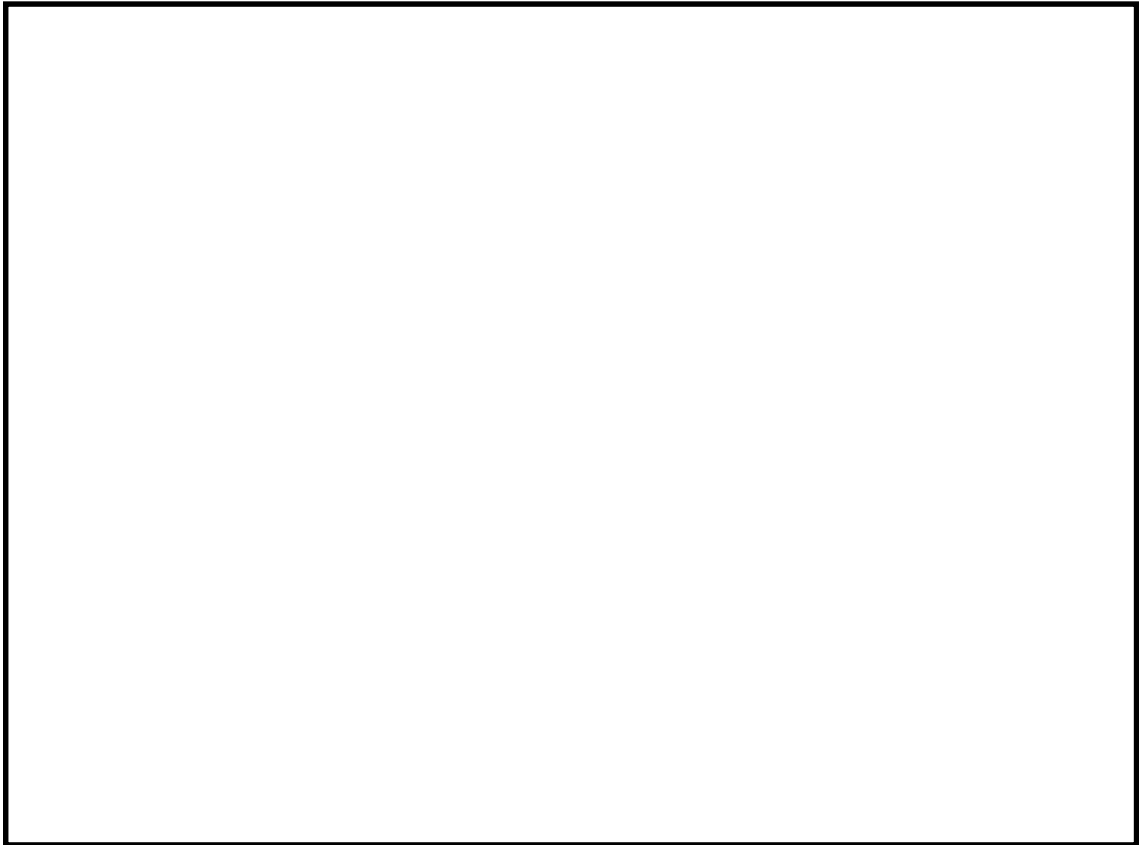
② 高圧代替注水系ポンプ室に隣接する部屋の温度

第 4 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また，第 5 図に高圧代替注水系ポンプ室と隣接する部屋の位置関係を示す。

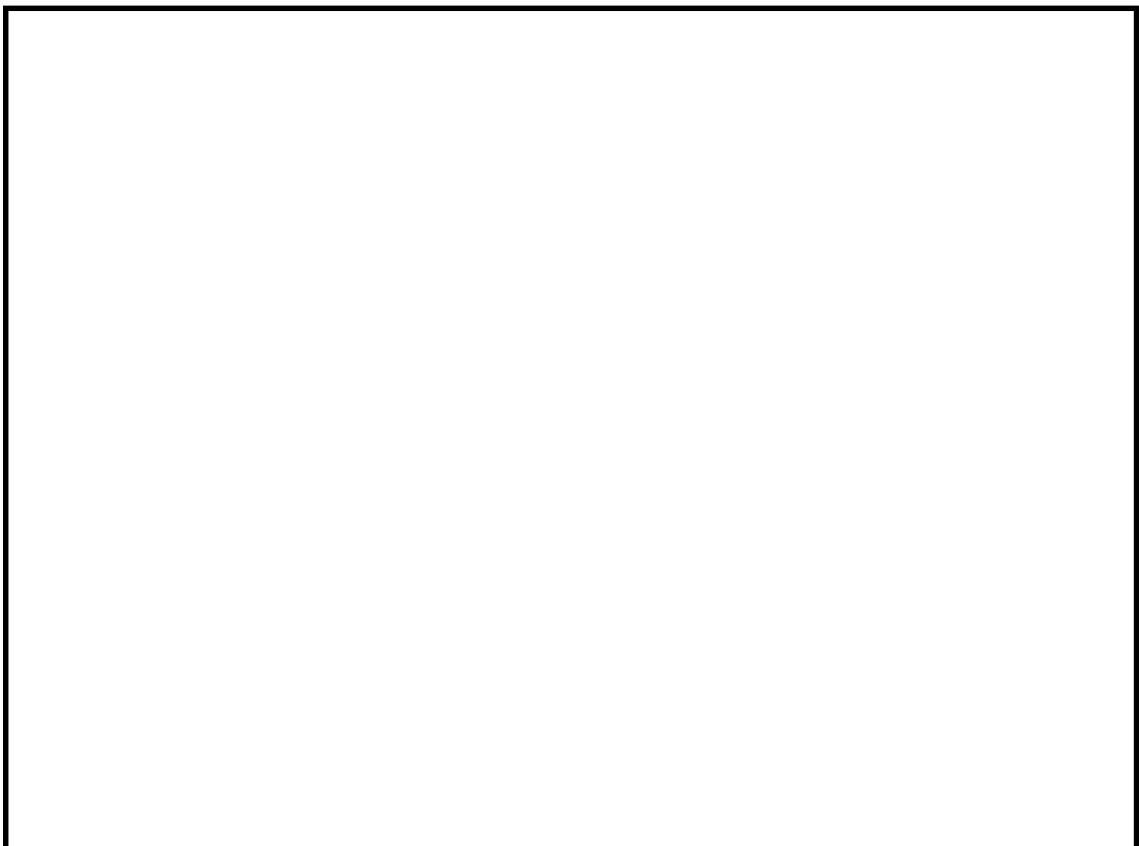
なお，当該温度条件は，保守的に事象初期から評価期間の間，継続するものとして評価を行う。

第 4 表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件 (℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定
一般エリア (二次格納容器施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は，発熱源が少なく，夏季設計温度 40℃ から 5℃ 程度上昇することが想定される。このため，これに余裕を見た左記温度を設定
サプレッション・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃ に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号, 1982)」)



原子炉建屋地下 2 階※¹



原子炉建屋地下 1 階

※¹：地下 2 階より下は，躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第 5 図 高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. 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	
水平壁面（上向き）	
水平壁面（下向き）	

※ 1：伝熱工学資料第 5 版に基づき，温度差 $5^\circ C$ ，代表高さ 5m にて算出した値

b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値※ 2
熱伝導率	
熱拡散率	

※ 2：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（T B D，T B U）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 $65^\circ C$ ，中央制御室温度は，全交流動力電源喪失（長期 T B）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 $40^\circ C$ 以下であり，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 6 図 高圧代替注水系ポンプ室温の推

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※¹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※²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。

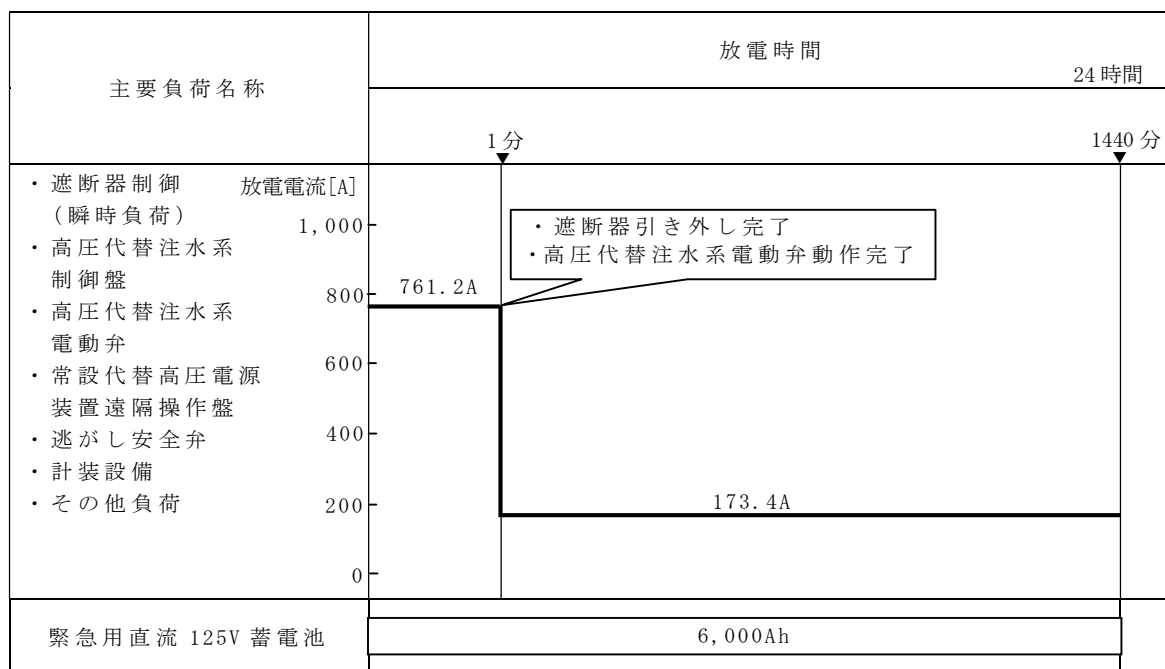
(1) 常設代替直流電源設備の仕様

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：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



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（T B D， T B U））

全交流動力電源喪失（T B D， T B U）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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

（※）残留熱除去系をサブプレッション・プール冷却モードに切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【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いまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 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（蒸気单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最大 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に対する余裕は大きくなる。ただし，おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管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，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。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。

添付 2.3.2.4-1

添付資料 2.3.2.4

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
(M A A P)

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。
圧力容器 原子炉	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、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ことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析に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、その差異は小さいことから、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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	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。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、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。

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（1／4）

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 （压力容器ドーム部）	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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃 料	9 × 9 燃料 （A 型）	装荷炉心ごと	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱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、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に対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd／t	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、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、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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、原子炉水位の低下は緩和される。また、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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（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	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ことから、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。	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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (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。	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、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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。	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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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。

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 (3/4)

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	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おおむね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おおむね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。
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 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。	—
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		
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	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。
	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 なお、安全弁は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで評価項目に対して厳しい条件となる	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。 なお、本事故シナリオにおいては、高圧注水機能である高圧代替注水系を手動起動させることから、逃がし弁機能に期待した場合でも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) 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) 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。

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（4/4）

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	高压代替注水系	・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 高压代替注水系は、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	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 ³ /h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1,676m ³ /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おおむね早くなり、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おおむね早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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 ³ /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 ³ /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おおむね早くなり、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おおむね早くなり、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 ³ /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 ³ /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 ³ /h（一定）	スプレイ流量： 130m ³ /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。
	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 ³ t/h （95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、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、海水温度がおおむね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、海水温度がおおむね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 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	可搬型照明の準備完了後，運転手順に基づき，直流電源喪失を確認し，高圧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，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定	【認知】 可搬型照明の準備完了後，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する。この可搬型照明の準備に 1 分，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 11 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。 【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。 【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。 【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。 【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。 【操作の確実さ】 可搬型照明を確保した後，全電源喪失時の状況を考慮して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。	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，低圧の注水系統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，起回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
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 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	【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。 【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。 【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。 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。 【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。 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。	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，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。	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。	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。

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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。	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（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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	格納容器圧力 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	【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。 【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。 【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。 【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。 【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。 【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。	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。	事象発生の約 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
操作条件	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 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	【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。 【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。 【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。 【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。 【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。 【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。	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に対する余裕は大きくなる。	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。	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原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 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。

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)

- ・ 北側淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 高所淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)
による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 定格流量で北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (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, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた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, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用い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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた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。

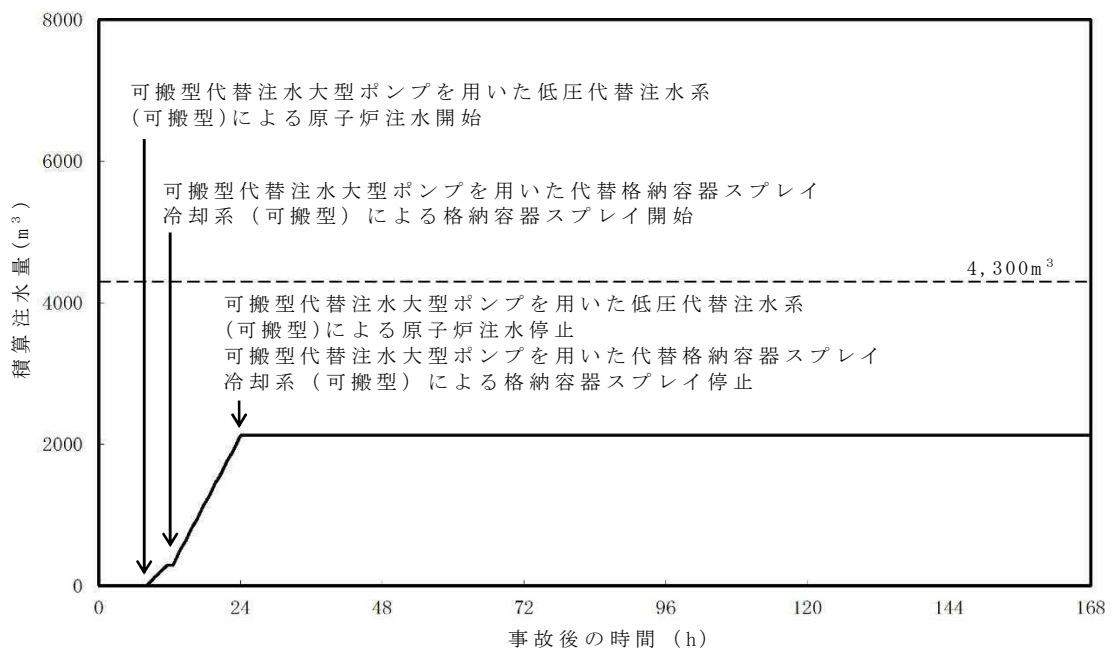
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約 2,130m³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 2,130m³ 必要となるが、北側淡水池に 2,500m³、高所淡水池に 2,500m³ 及び代替淡水貯槽に約 4,300m³ 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))

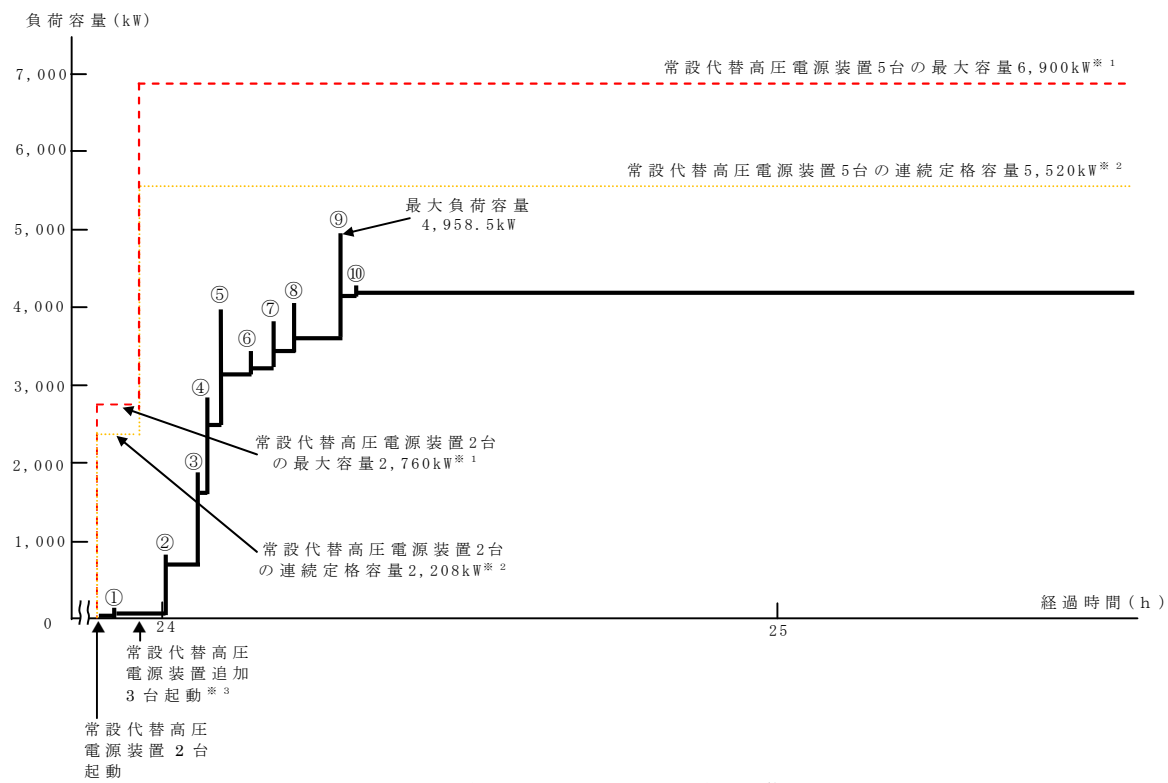
事象: 保守的に全ての設備が, 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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 A C 計装用電源2A ・その他負荷 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 A C 計装用電源2B ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5 35.9 71.2 102.1 103.9	832.9	761.9
③	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑤	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑥	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
⑦	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
⑧	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑨	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑩	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：非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

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）＋（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）」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，逃がし安全弁を介して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，原子炉水位の低下が継続し，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，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，全交流動力電源喪失に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

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機能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機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉減圧を実施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（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）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 24 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 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 15 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 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の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 24 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，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認

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。

さらに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁再閉鎖失敗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（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

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（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（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。原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁を介して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徐々に低下するため、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。

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。

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非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

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。

f．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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）の吐出圧を下回った時点で原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。

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. 直流電源の負荷切離操作

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。

i. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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）を開固着したものを含め 7 弁手動開放し、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、原子炉圧力等である。

j. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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（広帯域、燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量等で

ある。

k. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系(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。格納容器圧力が 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、現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた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、同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた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、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。

l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、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。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

m. 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。

n. 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、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。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、
M/C 2 C (2 D) 電圧である。

o. 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、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、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（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

p. 使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

以降、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除熱を実施する。

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が機能喪失することで、全ての注水機能が喪失する「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」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，燃料被覆管温度が高温となる領域において，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をS A F E Rコードよりも低めに評価する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

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(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

外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号又は原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムが想定されるが、原子炉水位低下を厳しくする観点で、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) 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）を開固着の 1 弁と合わせて合計 7 弁使用するものとし、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。

(c) 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、運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、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こととする。

※： $\text{MPa}[\text{dif}]$ …原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(d) 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、 $0\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、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ものとする。

(e) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用し、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。

(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

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 1 台を使用するものとし、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、 $130\text{m}^3/\text{h}$ （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 $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合は停止し、 $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開する。

(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ 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。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ 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、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°C 、海水温度 32°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替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不要な負荷を切り離し、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、状況判断、可搬型代替注水大型ポンプを用い

た低圧代替注水系（可搬型）の準備及び原子炉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) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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の受電操作の完了後に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が停止し，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，原子炉への注水が始まることで，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 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が始まると，原子炉水位は回復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る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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始する。

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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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℃に到達するが、評価項目である 1,200℃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。

格納容器圧力は、第 2.1-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失し

ているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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。事象発生の約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.1-16 図に示すとおり、事象発生の約 14 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように、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 2.3.3.1）

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、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（原子炉停止時冷却系）により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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び事象発生の約 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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、直流電源の負荷切離操作、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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を以下に示す。

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最大 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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが，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ことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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，その差異は小さいことから，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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.2)

(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 $33\sim 41\text{kW/m}$ 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おおむね小さくなるため、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、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、ドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.3.2）

(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 $44.0\text{kW}/\text{m}$ 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おおむね小さくなるため、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

緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、格納容器圧力、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、ドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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から、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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 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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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小さく、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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、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、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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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

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

操作条件の直流電源の負荷切離操作（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操作（現場）は事象発生の 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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し、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）までに操作を実施する場合、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ことから時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、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、可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の 3 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、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、評価上は事象発生の 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。

2.3.3.4 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 24 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（T B P）」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。

a. 水 源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器

スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,160m³ 必要となる。

水源として、北側淡水池に 2,500m³、高所淡水池に 2,500m³ 及び代替淡水貯槽に約 4,300m³ 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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）による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。

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、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、原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水並びに常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(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（T B P）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，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	- 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ったことを確認する。 - 原子炉がスクラムしたことを確認する。 - 主蒸気隔離弁が自止したことを確認する。 - 再循環ポンプが停止したことを確認する。 - 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。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 【主蒸気隔離弁】	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用 M／C 電圧
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）設定点に到達したことを確認する。 - 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】	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
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，原子炉水位が回復したことを確認する。 - 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）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。 - 逃がし安全弁開固着により原子炉水位が徐々に低下し，燃料有効長頂部に到達したことを確認する。 - 炉心損傷がないことを継続的に確認する。	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W，S／C）

【 】：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（T B P）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	- 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。 - 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。 - 以上により，早期の電源回復不能を確認する。	—	—	—
電源確保操作対応	- 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 - 外部電源の回復操作を実施する。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	- 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 - 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。 - 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回り原子炉水位が回復する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
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。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

【 】：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（T B P）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
直流電源の負荷切離操作	・ 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離しを実施する。	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	・ 可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（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 弁を手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・ 原子炉圧力の低下により可搬型低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・ 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）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。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・ サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達に到達したことを確認する。 ・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた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。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・ 外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用 M／C 電圧

【 】：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（T B P）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	・ 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。	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 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	—	M / C 2 C 電圧 M / C 2 D 電圧
残留熱除去系による原子炉注 水及び格納容器除熱	・ 非常用母線受電後、残留熱除去系海水系の 起動操作を実施する。 ・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代 替注水系（可搬型）による原子炉注水及び 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に よる格納容器冷却を停止する。 ・ 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。 ・ 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。	【 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（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【 残留熱除去系系統流量 】 【 残留熱除去系海水系系統流 量 】 低圧代替注水系原子炉注水流 量 サプレッション・チェンバ圧 力 ドライウエル圧力
使用済燃料プールの冷却	・ 使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

【 】：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

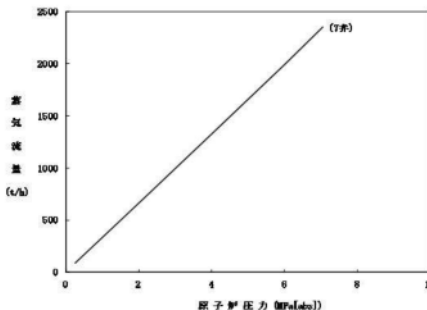
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（1／6）

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解析コード
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	48,300t/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

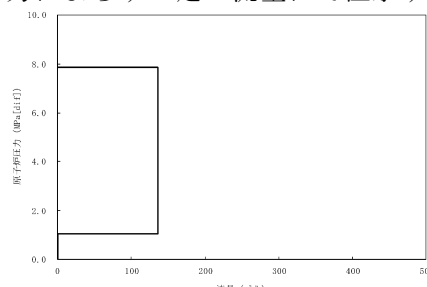
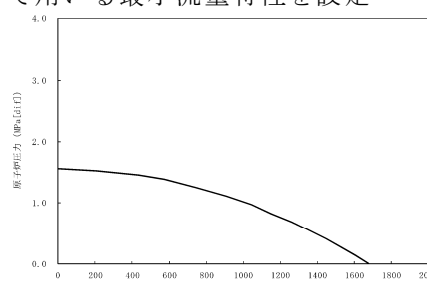
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（2／6）

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 ³	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³	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
	ベント管真空破壊装置 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）	設計値を設定
	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
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る外部電源喪失を設定
	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の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の開固着を設定 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、外部電源喪失を想定

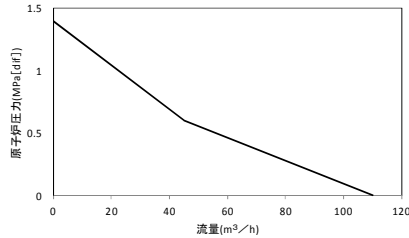
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（3／6）

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）	事象進展の観点で、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムを設定
	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 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
		（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

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

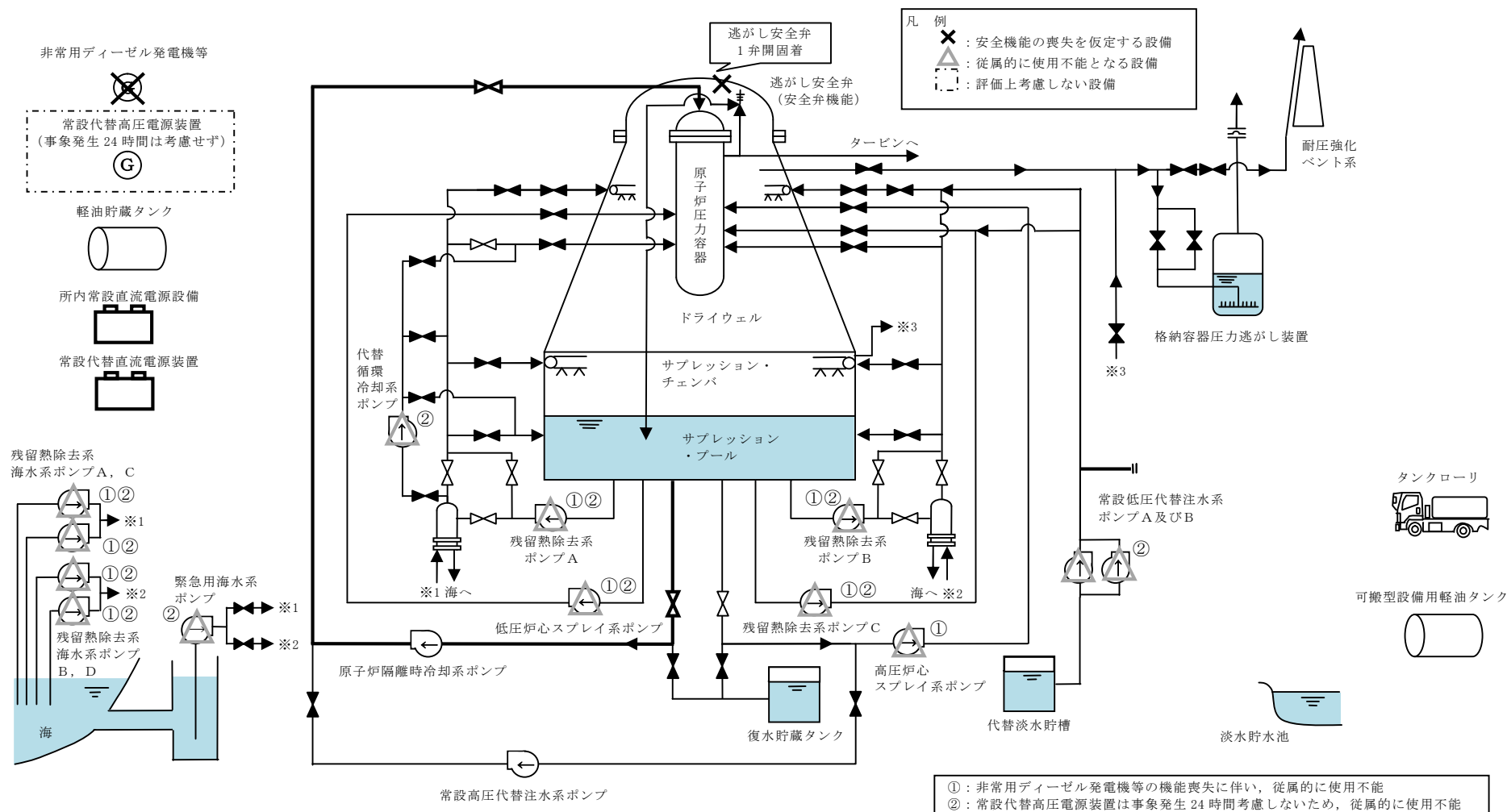
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止 最小流量特性 - 注水特性：136.7m³/h - 注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	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し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m³/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（T B P））（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	低压代替注水系（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 ³ /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 ³ /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 ³ /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
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	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換え	設計値を設定
		スプレイ流量：1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウエル，5%：サプレッション・チェンバ）	
		伝熱容量：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

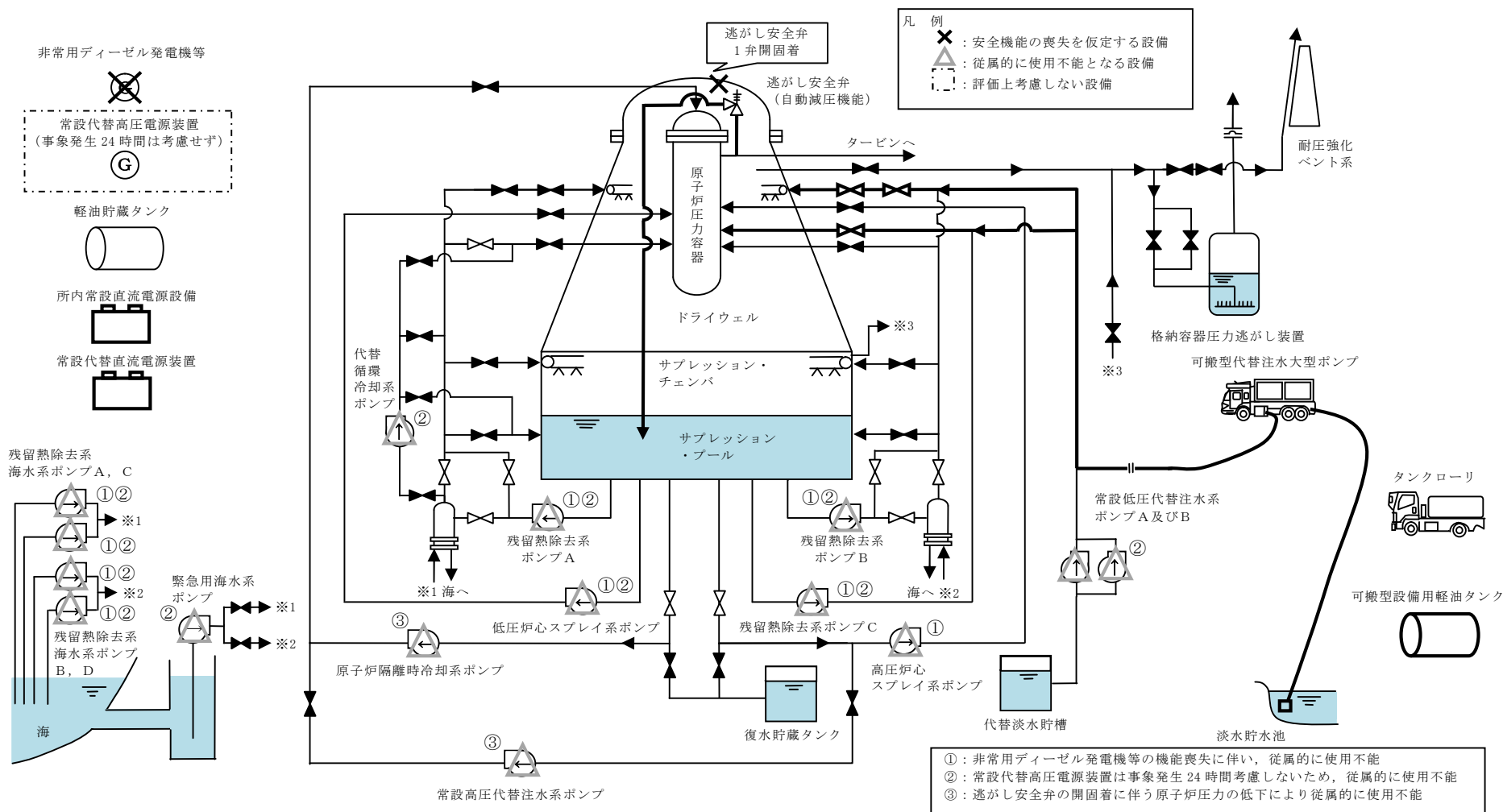
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（6／6）

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
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	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て設定
	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

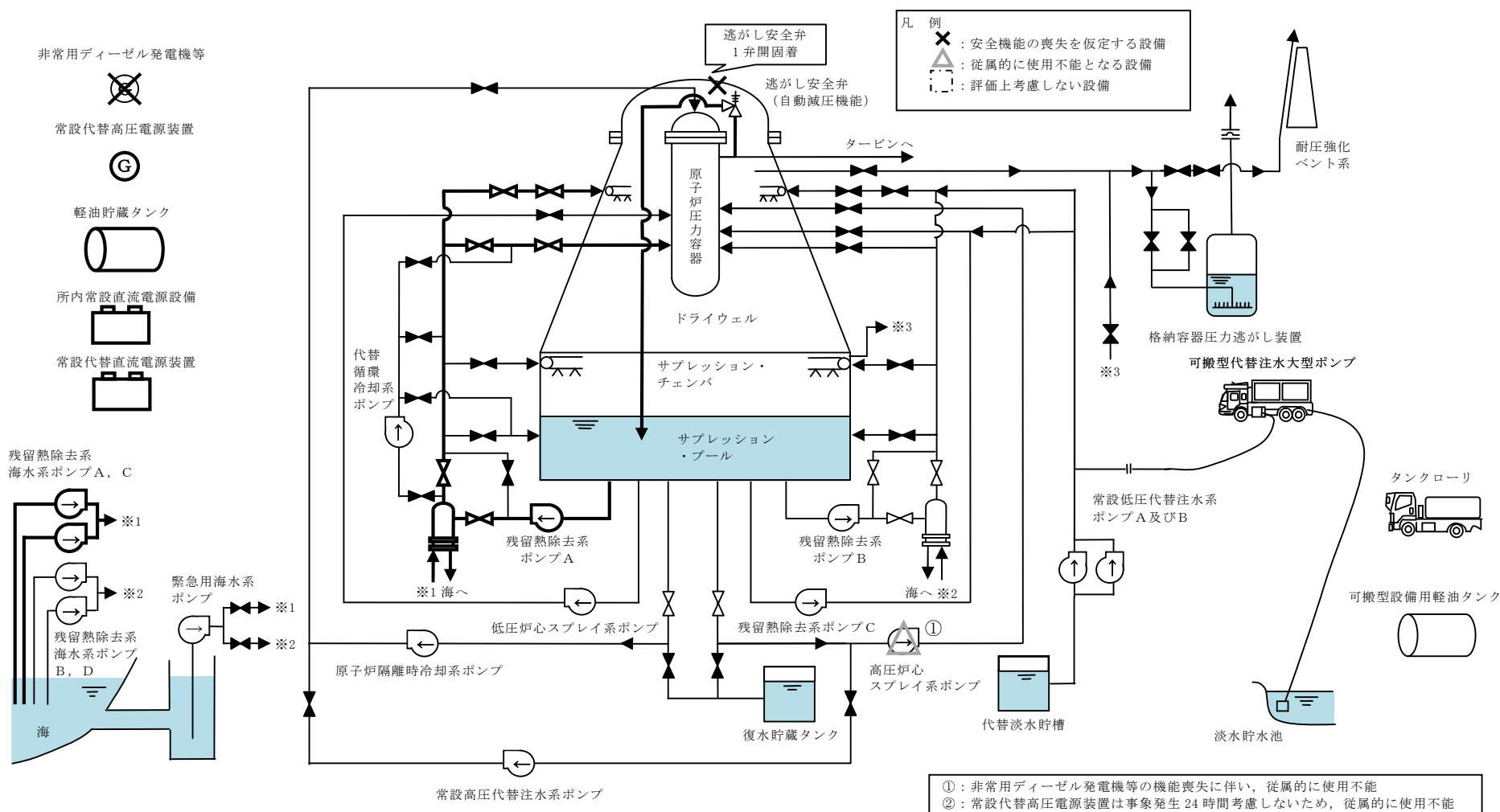


第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

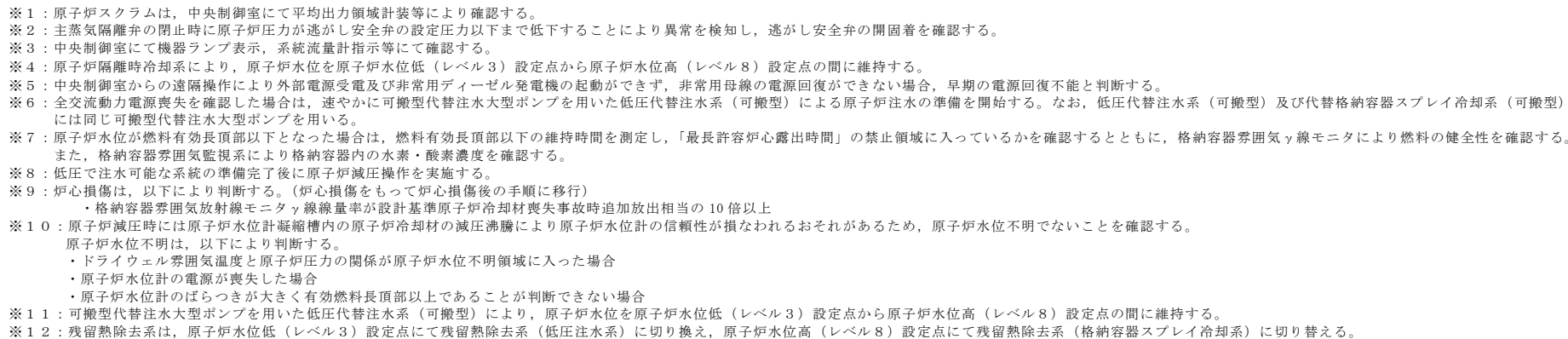
コメント No. 182-15 に対する回答



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 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)



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	
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 <							

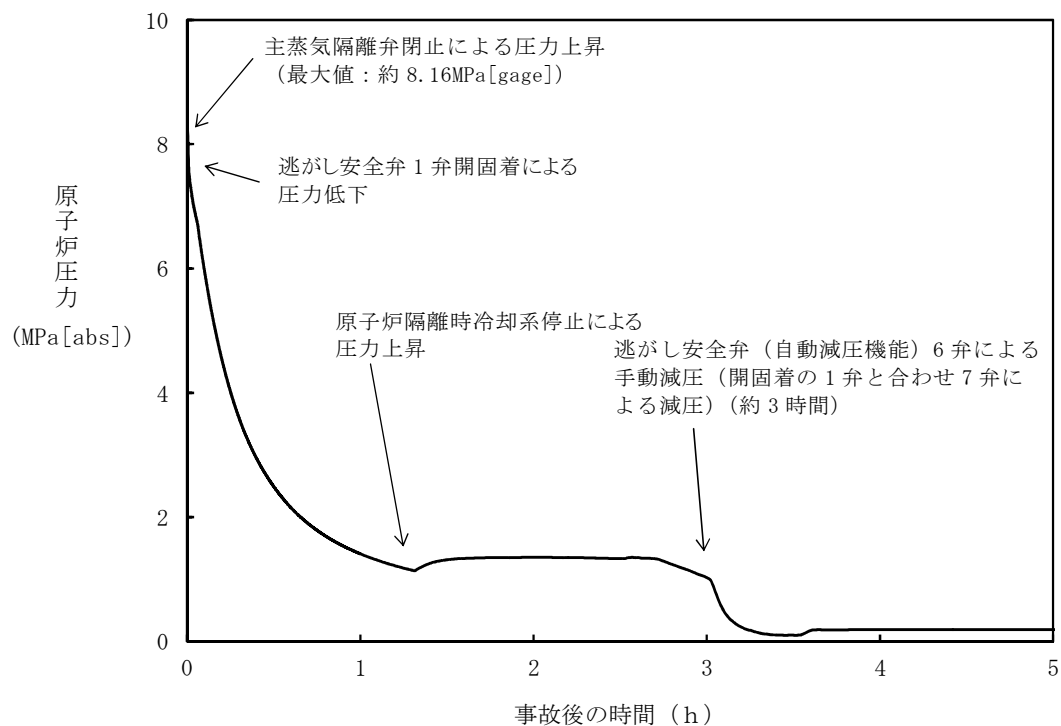
第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失（T B P）の作業と所要時間（1／2）

コメント No. 147-27 に対する回答

全交流動力電源喪失（T B P）															
					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・必要要員数			操作の内容	▽ 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原子炉注水及び格納容器除熱										
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)												
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－	10人 c～l	●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										
	－	－	【2人】 c, d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視										
	－	3人 C, D, E	3人 m, n, o	●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	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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油		適宜実施									
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】 n	●不要負荷の切離操作	50分										
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35分										
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	70分										
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m, n, o 2人 (招集)	●格納容器スプレイのための系統構成	175分										
				●格納容器スプレイの流量調整		系統構成後，適宜流量調整									
常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高压電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4分										
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高压電源装置3台の追加起動	8分										
				●非常用母線の受電	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										
				●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原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転		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									
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 (招集)	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作		適宜実施									解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20分										解析上考慮しない 約25時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分										
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	15人 a～o 及び招集6人												

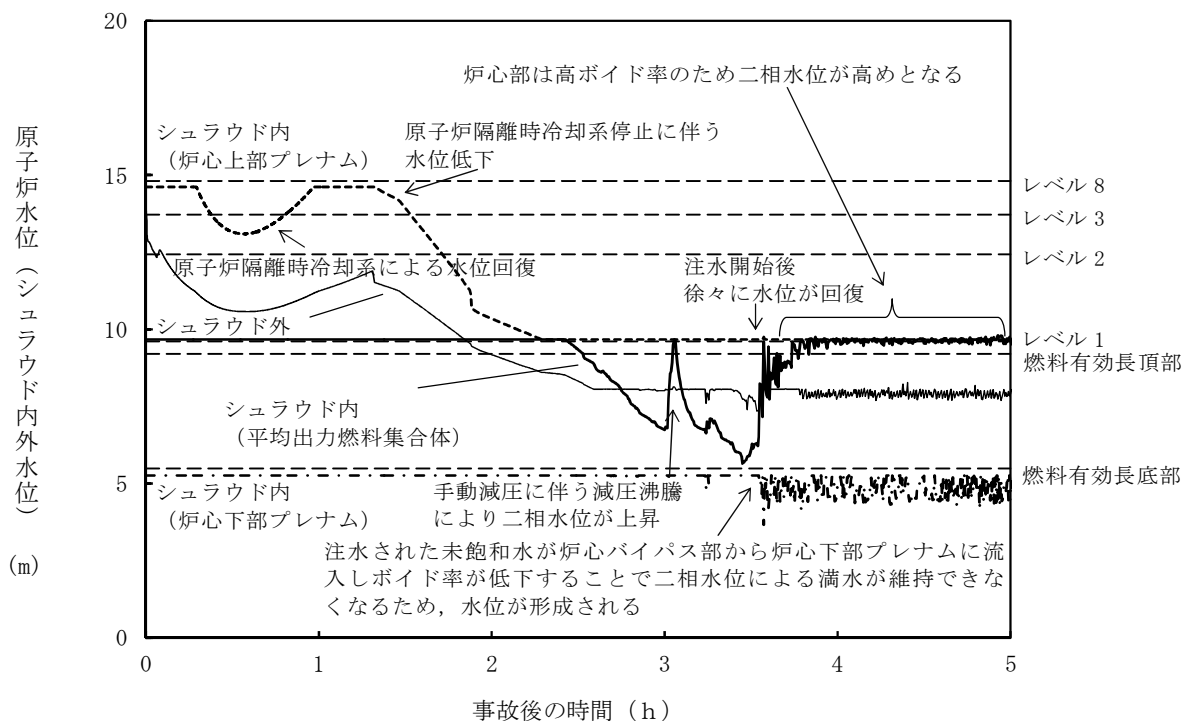
第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失（T B P）の作業と所要時間（2／2）

コメント No. 147-27 に対する回答

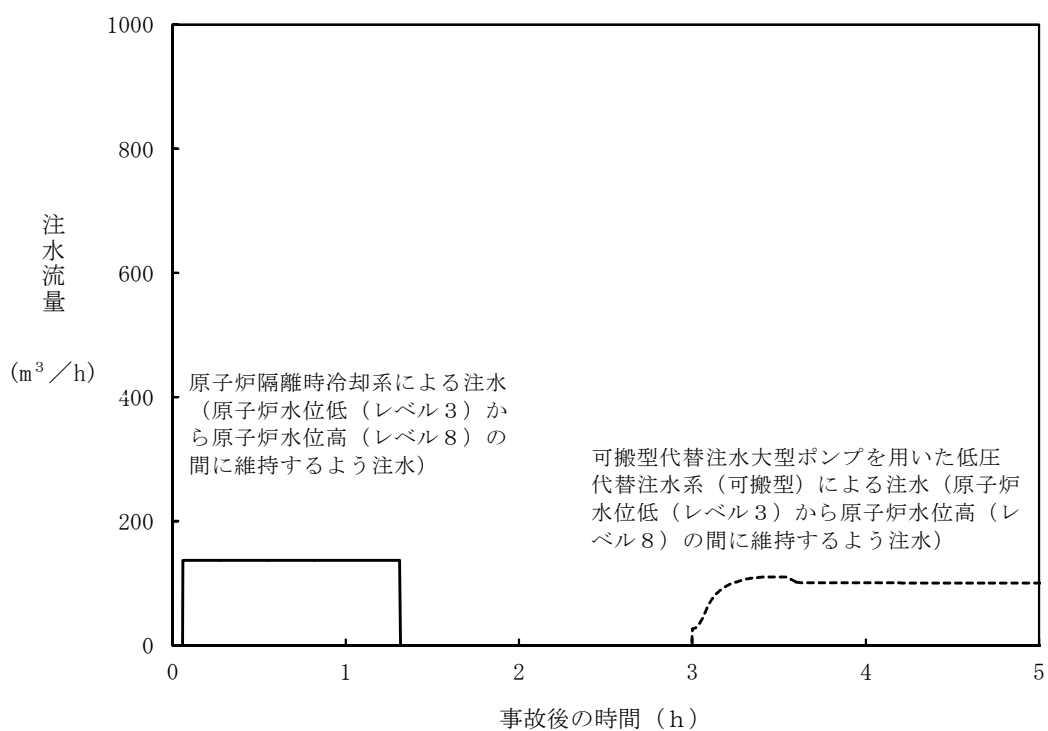


第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移

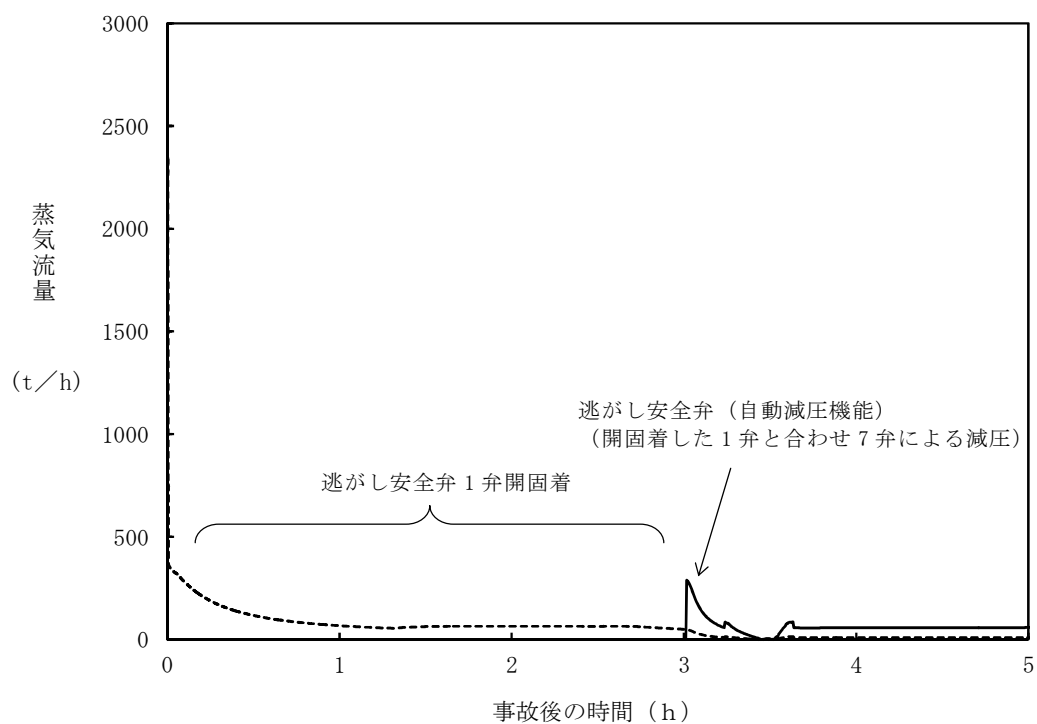
コメント No. 147-02, 18 に対する回答



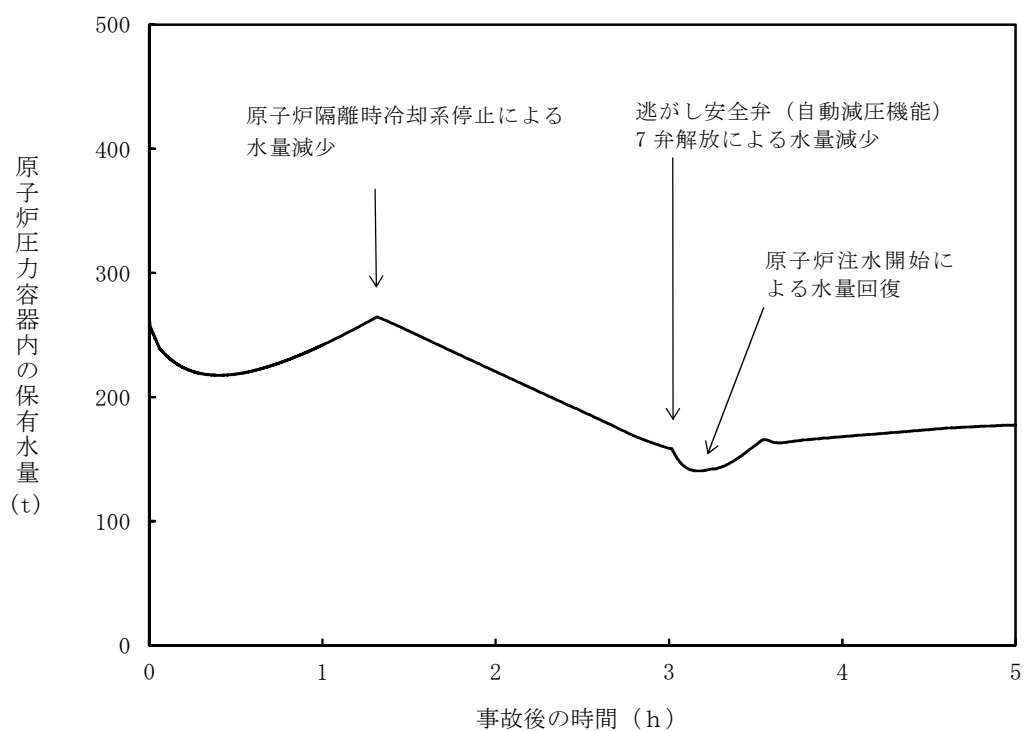
第 2.3.3-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



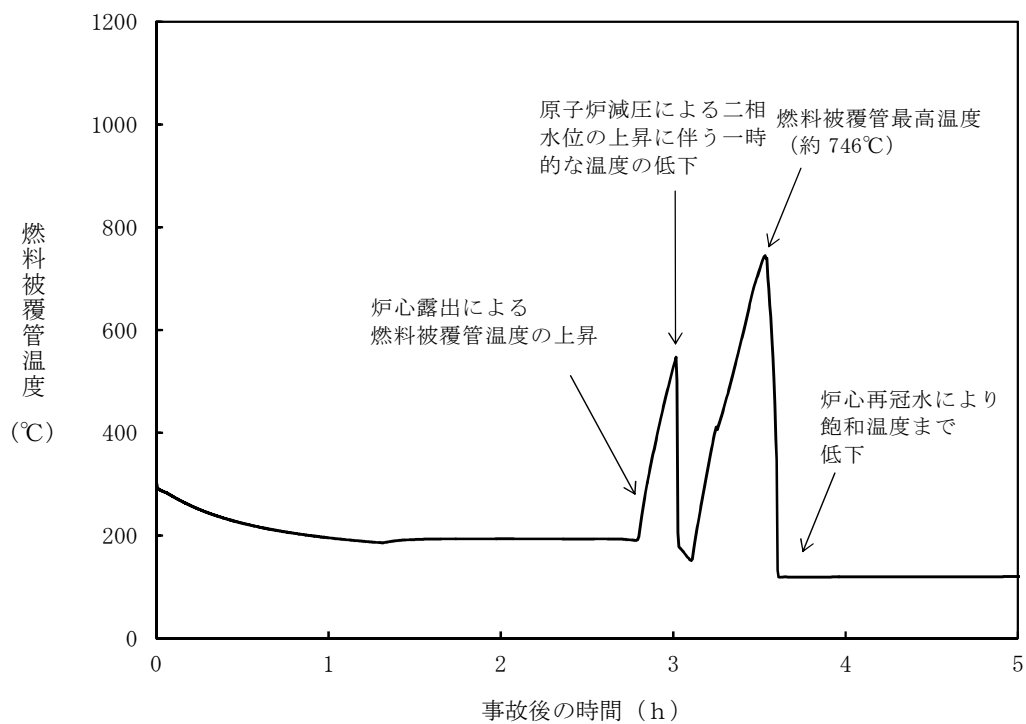
第 2.3.3-6 図 注水流量の推移



第 2.3.3-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

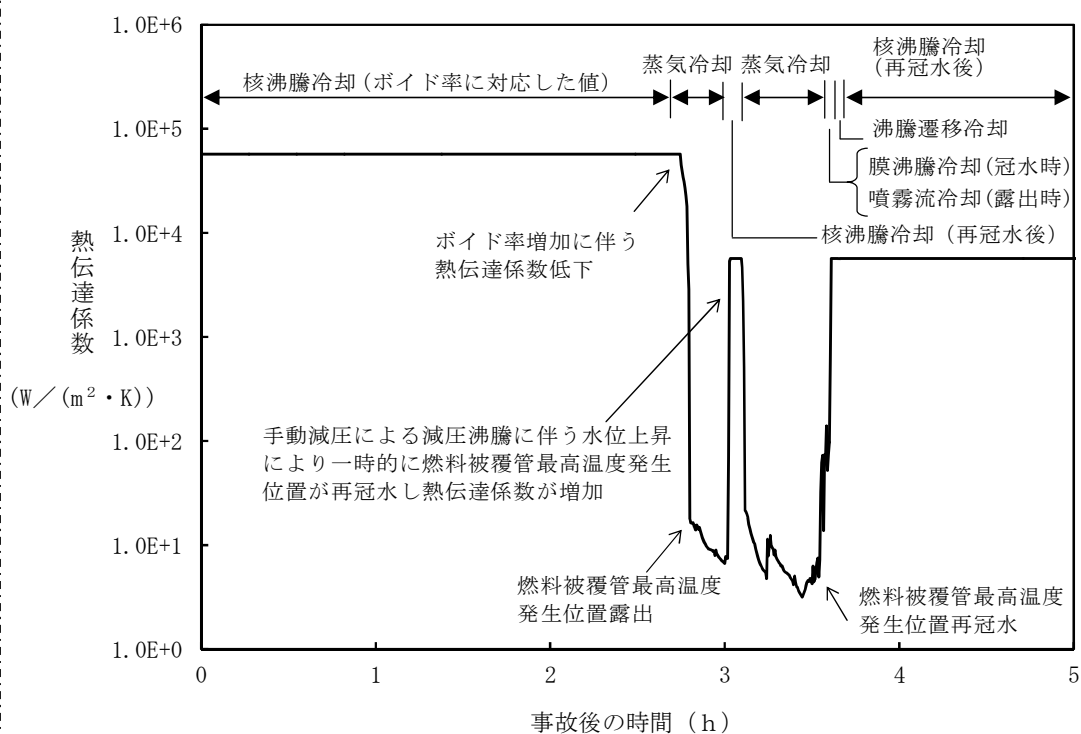


第 2. 3. 3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



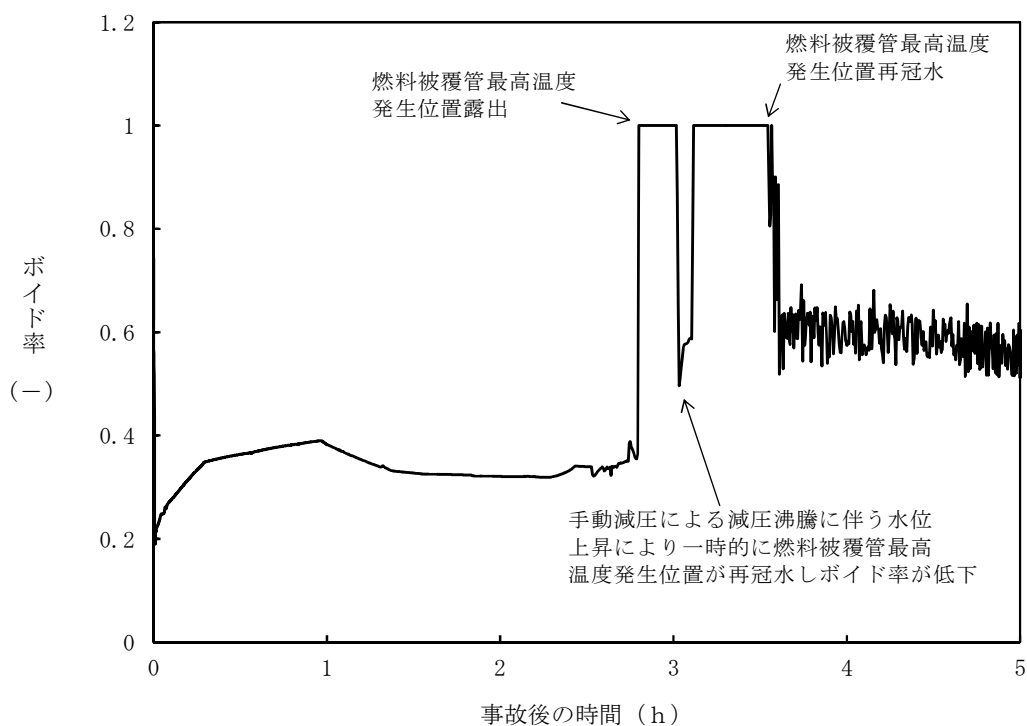
第 2. 3. 3-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答

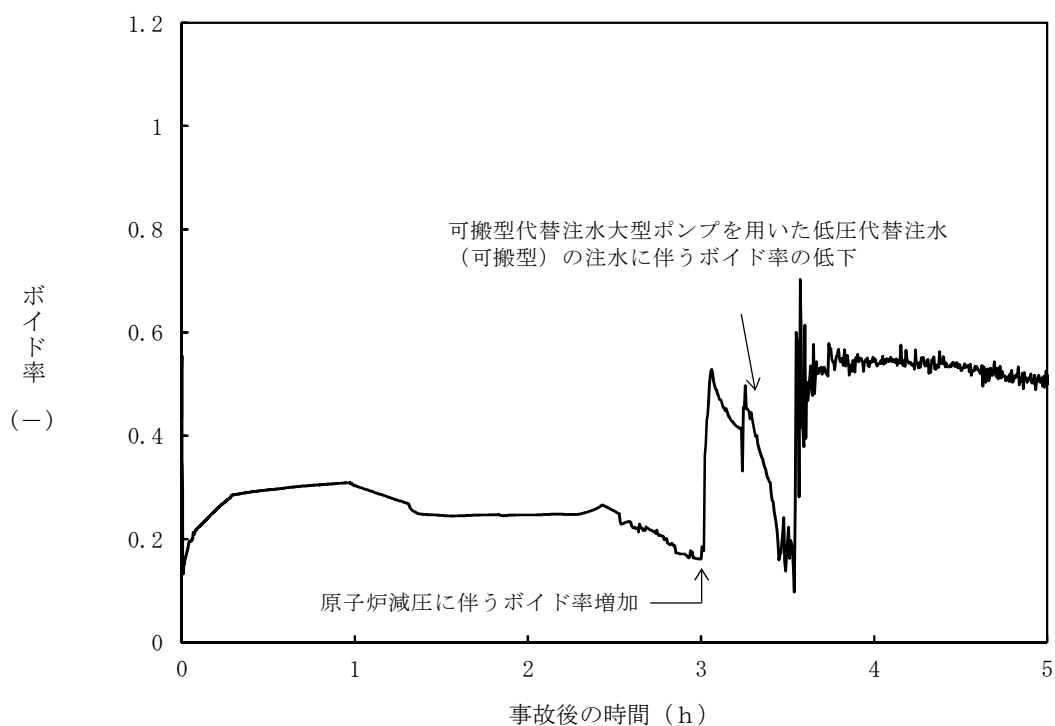


第 2.3.3-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

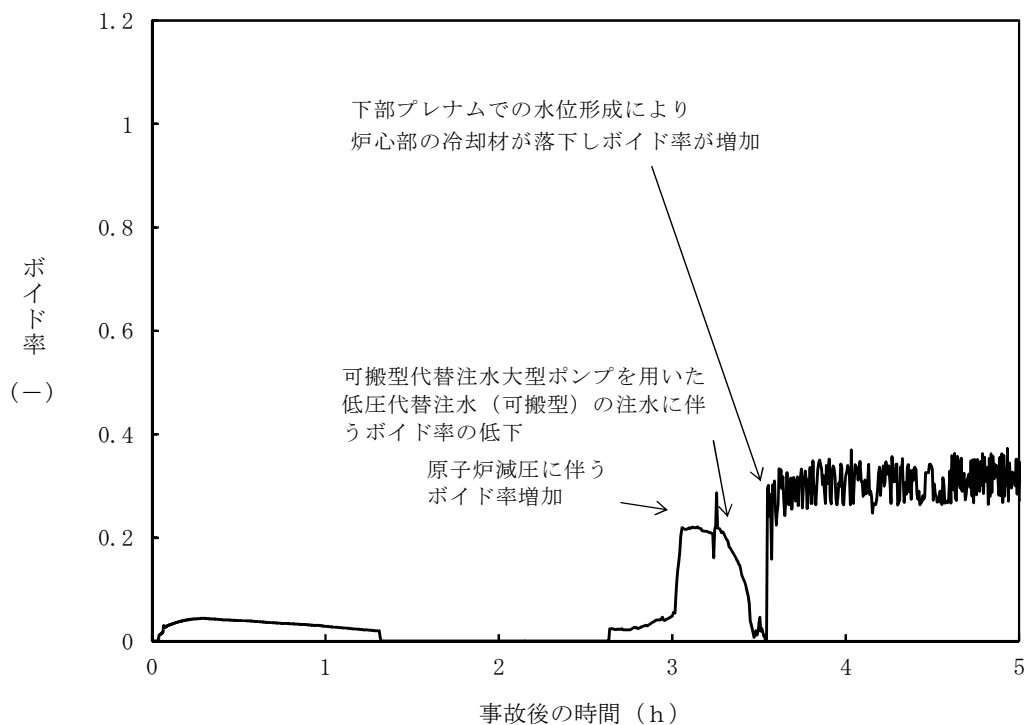
コメント No. 147-02, 05 に対する回答



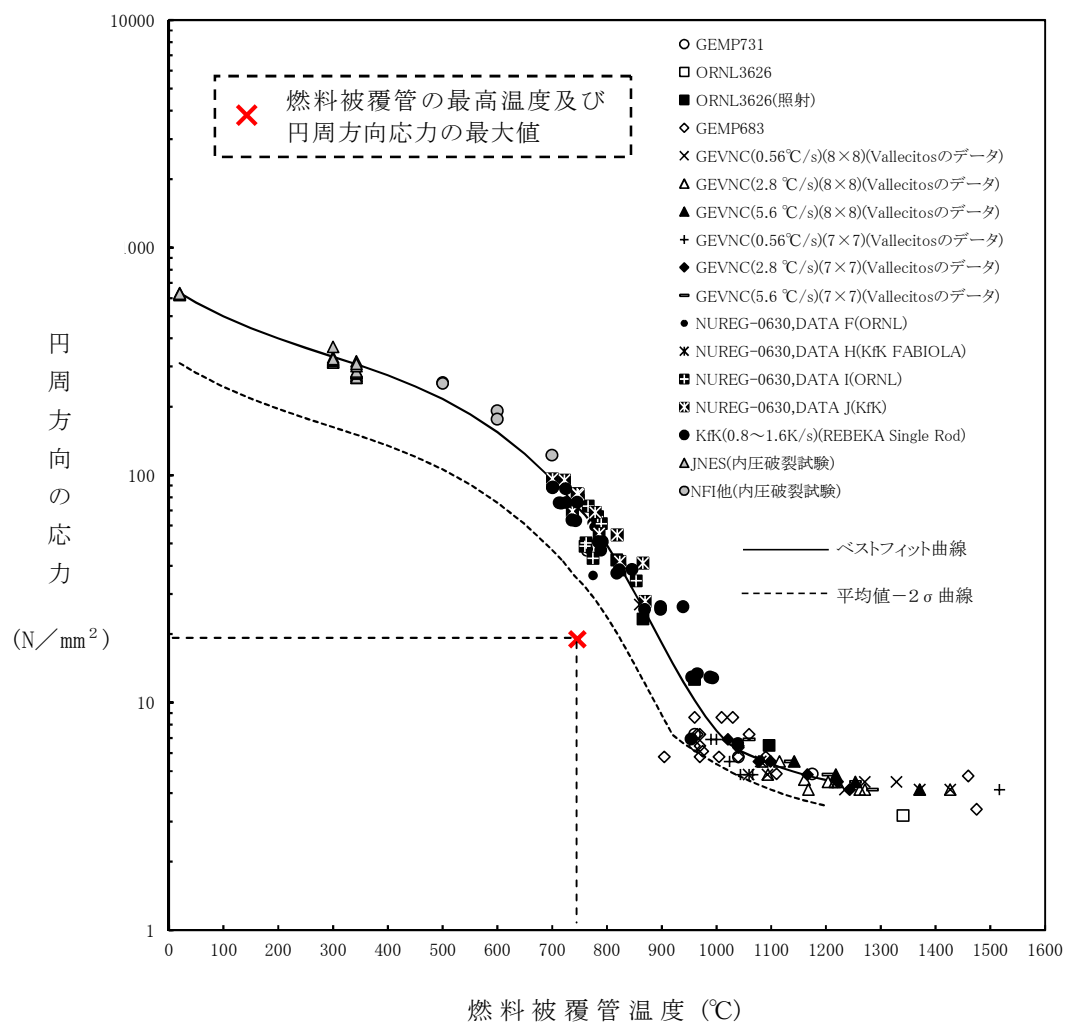
第 2.3.3-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



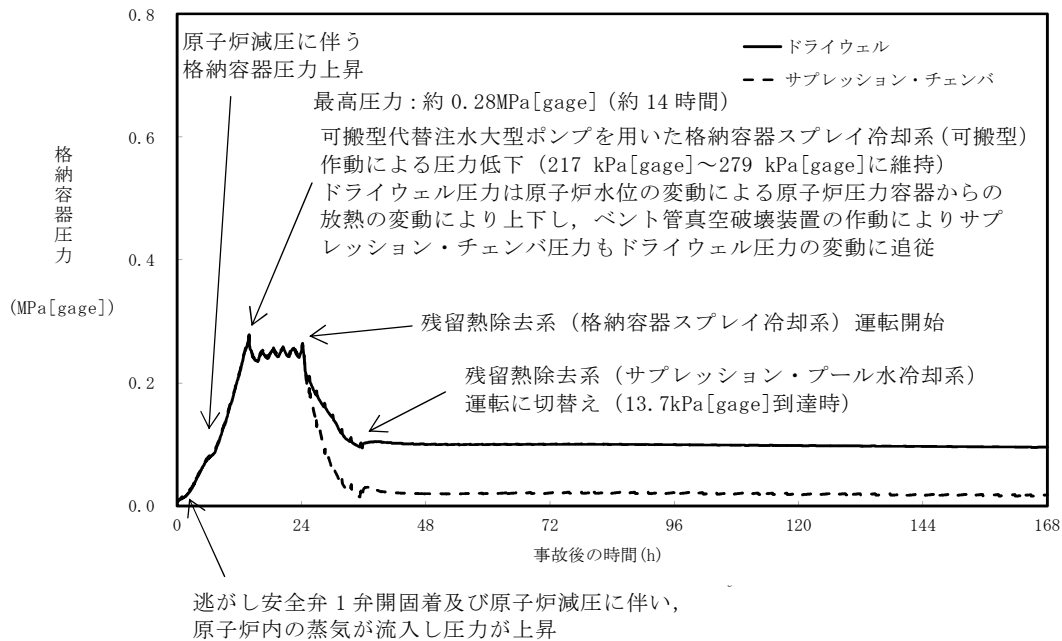
第 2. 3. 3-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2. 3. 3-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

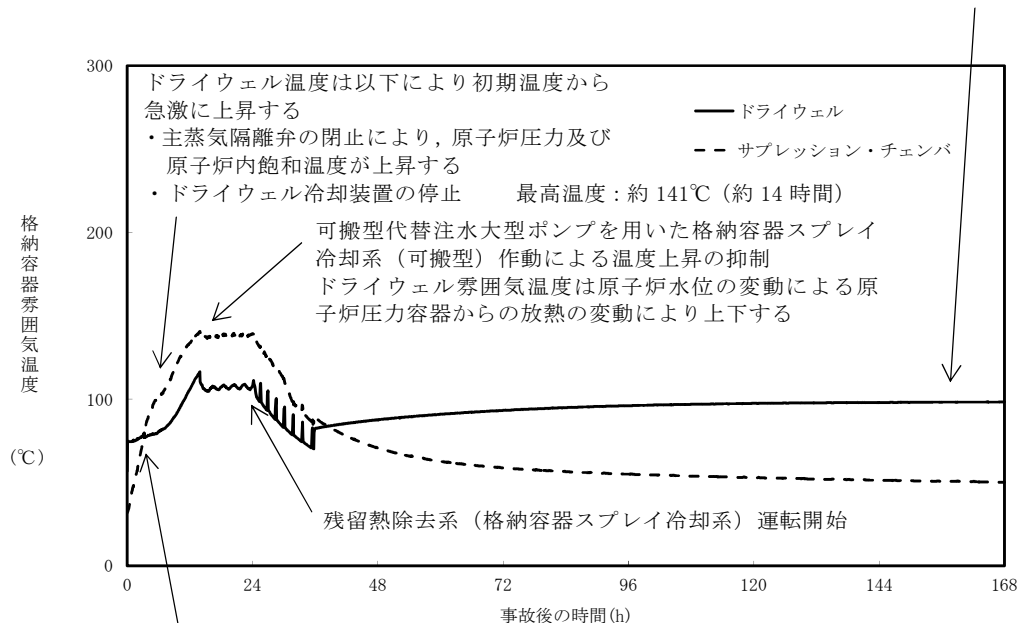


第 2.3.3-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



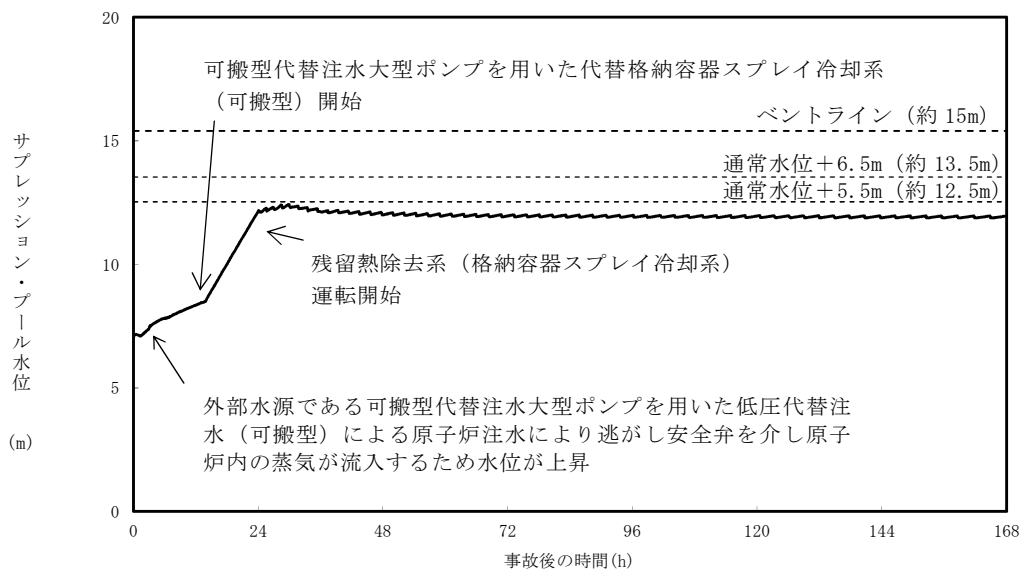
第 2.3.3-15 図 格納容器圧力の推移

残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却系) への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる

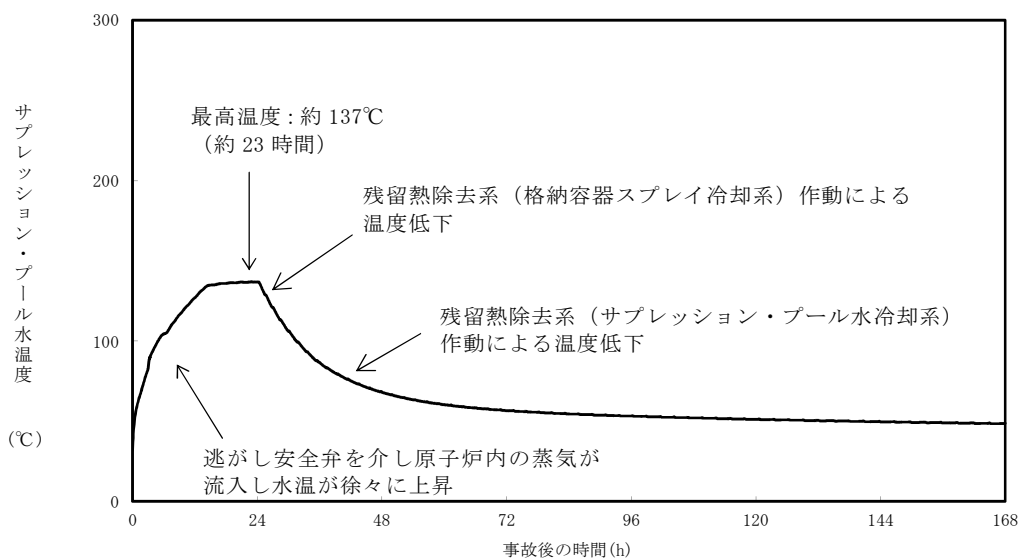


原子炉減圧に伴い原子炉飽和温度が低下することで、圧力容器壁面 (内表面) 温度が低下し、熱伝導の遅れを伴って、外表面の温度も低下し、格納容器気相部温度の低下に繋がる。また、格納容器気相部から壁面への伝熱により、壁面温度が上昇することで格納容器気相部温度が低下する

第 2.3.3-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.3-17 図 サプレッション・プール水位の推移



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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

（※）残留熱除去系をサブプレッション・プール冷却モードに切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【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（T B P））

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いまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 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最大 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に対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管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、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。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℃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℃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ける燃料被覆管最高温度は約 746℃程度であり、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。
	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。
原子炉圧力容器	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
(M A A P)

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。
圧力容器 原子炉	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、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ことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析に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、その差異は小さいことから、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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	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。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、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。

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 (1/4)

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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃 料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱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に対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の 崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	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おおむね小さくなる。このため、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、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。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、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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（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	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ことから、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。	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うが、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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (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。	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、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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 ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ 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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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おおむね低くなるため、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。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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。

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 (3/4)

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	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。
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 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。	—
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	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	—	本事故シーケンスにおける前提条件		
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	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。	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。
重大事象等 関連する機器 条件に	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、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	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 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	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。 なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも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。
	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 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	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 ³ /h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1,676m ³ /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おおむね早くなり、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おおむね早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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	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 ³ /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 ³ /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おおむね早くなり、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おおむね早くなり、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に対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h 以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定	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	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（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： 130m ³ /h（一定）	スプレイ流量： 130m ³ /h 以上	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に差異はなく、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（サブプレッション・プール冷却系）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、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、海水温度がおおむね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、海水温度がおおむね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 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
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断，低圧代替注水系（可搬型）の準備及び減圧操作に要する時間を考慮して設定	【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。 【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。 【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。 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。 【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。 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。	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。	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）	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。

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	可搬型代替 注水大型ボ ンプを用いた 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 替注水大型ボ 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。	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 負荷切離操作	事象発生から 8 時間後	直流負荷の切離操作は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，蓄電池が枯渇しないように設定	【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，常設代替高压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含めて 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）として余裕時間を含めて 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，常設代替高压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含めて 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。 【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。 【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含めて 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。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，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。 【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。	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，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。	直流負荷の切離操作は，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。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を 50 分想定としているところ，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
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 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	【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 14 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。 【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。 【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。 【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。 【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。 【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。	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。	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 時間後と想定しており，準備時間を確保できることから，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
操作条件	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 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	【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。 【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。 【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。 【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。 【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 【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。	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に対する余裕は大きくなる。	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。	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原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 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＋D G 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，低压代替注水系（可搬型）の準備が完了した後，事象発生 of 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。

実際の運転手順では，原子炉隔離時冷却系が停止した後に原子炉水位が低下し，原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点を下回り燃料有効長頂部に到達する前までに原子炉隔離時冷却系の再起動を試みることとなっている。よって，ここでは，原子炉隔離時冷却系の再起動に期待した場合の，減圧・注水操作の時間余裕を評価する。

2. 評価条件

原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止した後，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を再起動するものとする。また，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，事象発生 of 3 時間 56 分後（55 分遅れ）に実施するものとし，その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

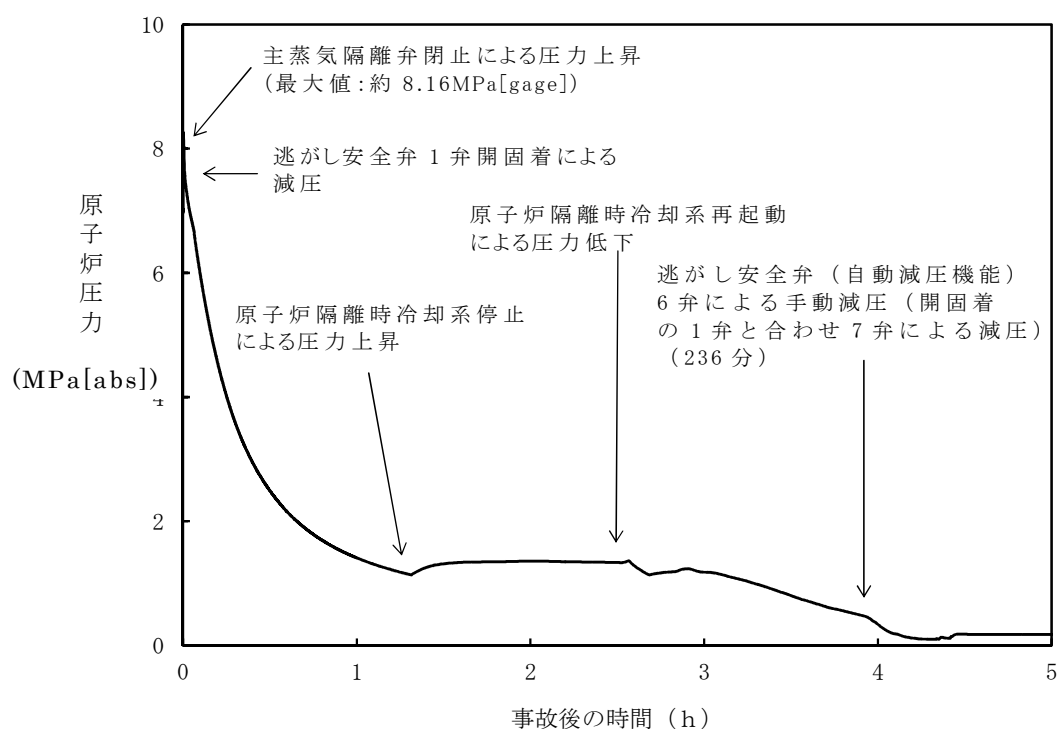
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）が 55 分遅れた場合（事象発生 3 時間 56 分後に減圧操作を実施）の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 1 図から第 4 図に示す。また，評価結果のまとめを第 1 表に示す。

55 分遅れの場合でも，燃料被覆管温度及び酸化量は，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，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，少なくとも 55 分程度の時間余裕があることを確認した。

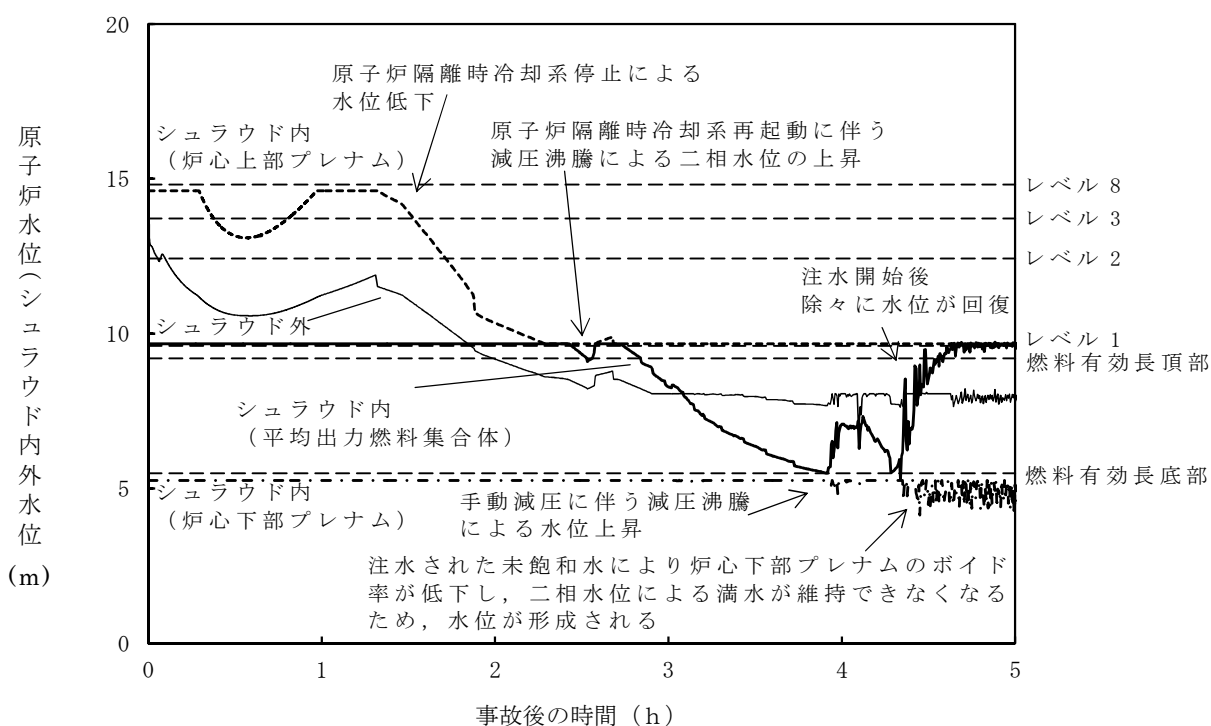
なお，実際には原子炉圧力が再上昇する場合には，原子炉隔離時冷却系の 2 回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから，余裕時間は 55 分よりも長くなるものとする。

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

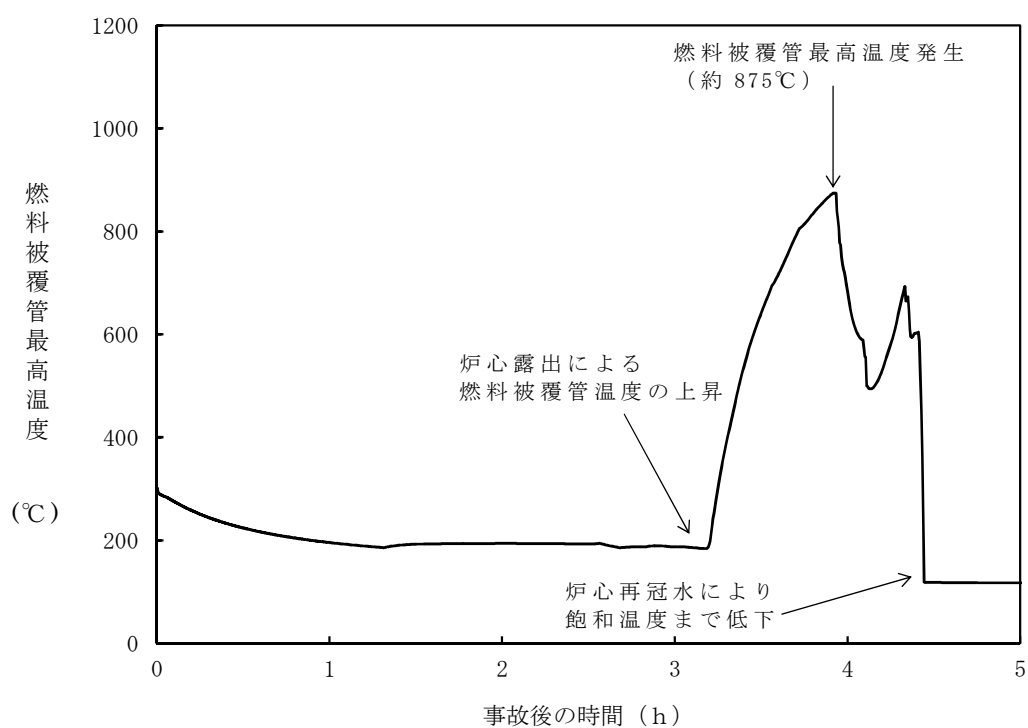
減圧操作の遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量
55 分 (事象発生 3 時間 56 分後に 原子炉減圧開始)	約 875℃	約 2%
60 分 (事象発生 4 時間 1 分後に 原子炉減圧開始)	約 934℃	約 3%



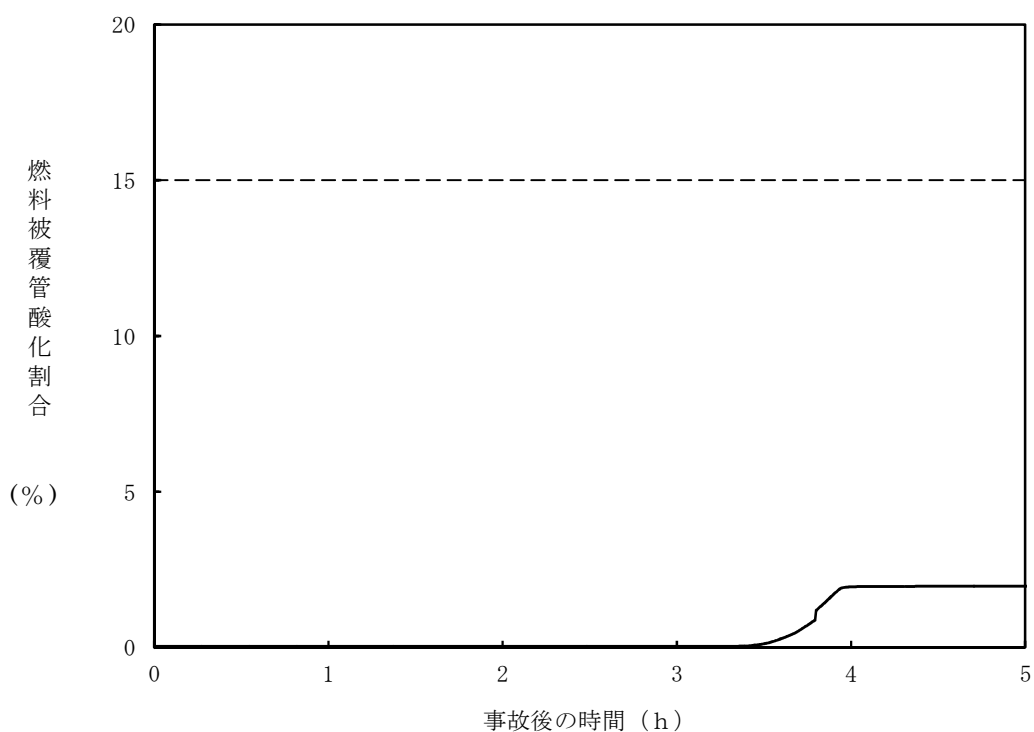
第 1 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



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)

- ・ 北側淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 高所淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)
による原子炉注水

事象発生 3 時間後, 定格流量で北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (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, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた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, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用い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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた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。

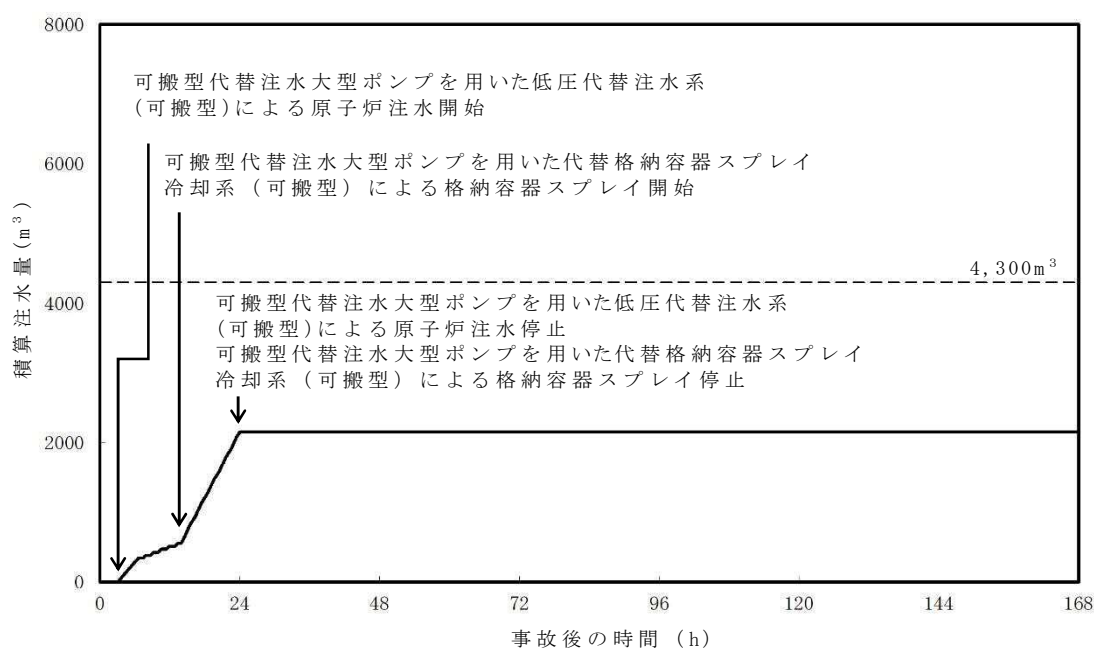
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生 3 時間以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約 2,160m³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 $2,160\text{m}^3$ 必要となるが，北側淡水池に $2,500\text{m}^3$ ，高所淡水池に $2,500\text{m}^3$ 及び代替淡水貯槽に約 $4,300\text{m}^3$ 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))

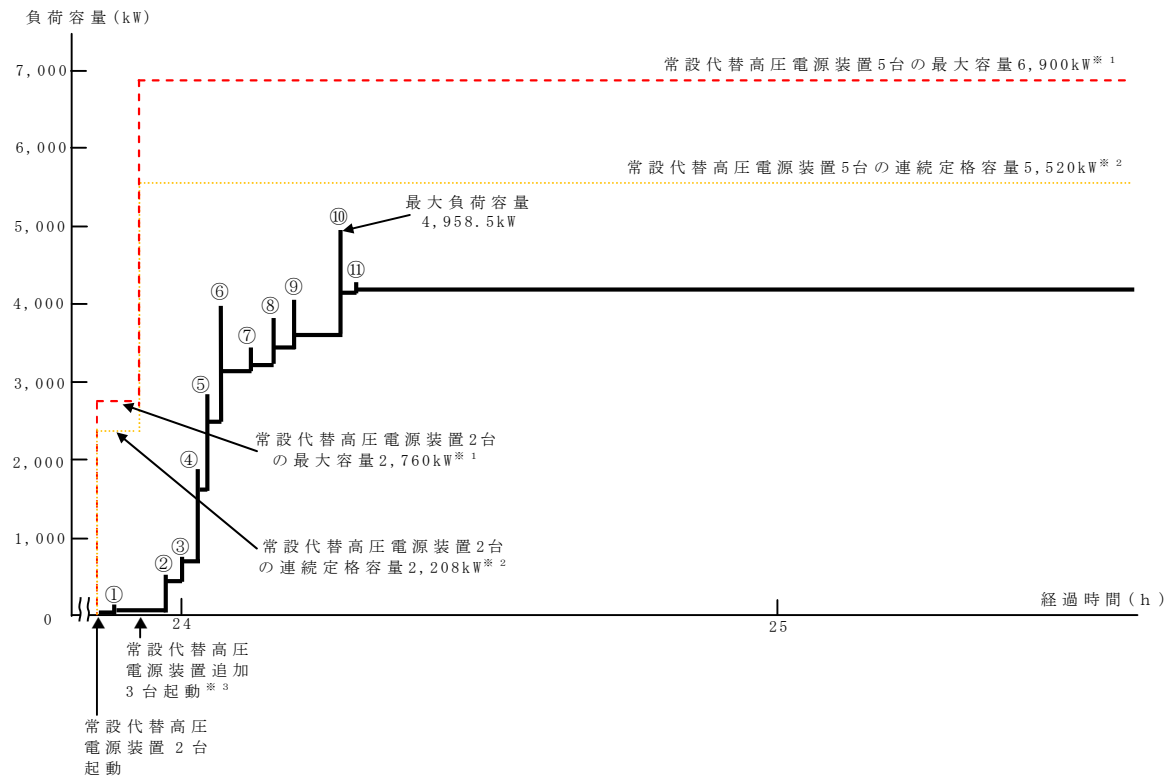
事象: 保守的に全ての設備が, 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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 A C 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 A C 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	代替燃料ブール冷却系ポンプ	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：非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

2.8 津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、津波 P R A によって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6} / 炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

2.8.1 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「津波浸水による注水機能喪失」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「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」、②「最終ヒートシンク喪失（R C I C 成功）」、③「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」及び④「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」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

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により取水機能及び原子炉注水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、原子炉水位の低下が継続し、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、津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対処設備の有効性評価としては、敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した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、敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに、最終的な熱の逃がし場への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「津波浸水による注水機能喪失」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、原子炉建屋（原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）、残留熱除去系、所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備）、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、緊急用海水系、常設代替高圧電源装置に対して敷地に遡上する津波への防護対策を実施する。

（添付資料 2.8.1, 2.8.2）

敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプ

レイ冷却系及びサプレッション・プール水冷却系) による格納容器除熱手段を整備する。津波防護対策の概要を第 2.8-1 図に、対策の概略系統図を第 2.8-2 図に、対応手順の概要を第 2.8-3 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 2.8-1 表に示す。

(添付資料 2.8.1)

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 24 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 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 15 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 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の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 2.8-4 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 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラムの確認

原子炉がスクラム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。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプが停止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（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合は、津波による非常用ディーゼル発電機海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となるため、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を試み、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非常用母線の受電準備操作を開始する。

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

d．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

外部電源が喪失している場合は、全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

e. タンクローリによる燃料補給操作

敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において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. 直流電源の負荷切離し操作

外部電源が喪失している場合は、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。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度が 65℃に到達し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、原子炉圧力等である。

h. 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（広帯域、燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

- i. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

津波により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。格納容器圧力が 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、現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また、同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低压代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。

- j. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作

外部電源が喪失している場合は、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。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

- k. 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

外部電源が喪失している場合は、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。

- l. 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。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、
M/C 2 C (2 D) 電圧である。

- m. 緊急用海水系を用いた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、緊急用海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、緊急用海水系を用いた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（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

- n. 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。

以降、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除熱を実施する。

2.8.2 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においては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、敷地に遡上する津波を起因とする事故シーケンスのうち、想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が代表的な事故シーケンスとなるが、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮して、「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとす

る。

(添付資料 2.8.3)

本重要事故シーケンスにおける重要現象，適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については，「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）」と同様である。

なお，本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，「最終ヒートシンク喪失（R C I C 成功）」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，本重要事故シーケンスと同様になる。原子炉隔離時冷却系を含む高圧注水機能が喪失する「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」となることから，「2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」における重大事故等対策である高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備についても津波防護対象とすることで対策の有効性が確認される。また，逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生する「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」となることから，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が「2.3.3 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」での操作所要時間内に完了することを確認することで対策の有効性が確認される。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，残留熱除

去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

a．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 緊急用海水系

伝熱容量は、約 24MW（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。

b．重大事故等対策に関連する操作条件

- (a) 緊急用海水系を用いた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の受電操作の完了後に緊急用海水系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 25 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有効性評価の結果については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様となる。「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」及び本重要事故シーケンスでは、非常用母線の受電が完了する 24 時間以降に残留熱除去系による格納容器除熱を実施するが、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において格納容器圧力及び雰囲気温度が最大となるのは 24 時間以前であることから、緊急用海水系に期待した場合でも格納容器圧力及び雰囲気温度の最大値は同じとなり、評価項目を満足する。また、緊急用海水系を用いた場合、残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して伝熱容量が小さくなるが、同じく緊急用海水系を用いた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「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、本

重要事故シーケンスより崩壊熱が高い事象発生の 13 時間後において、緊急用海水系を用いた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した場合でも、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を確認していることから、緊急用海水系に期待した場合でも中長期的な事象進展に与える影響は小さい。

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。

2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様である。

緊急用海水系の不確かさの影響については、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において確認している。

2.8.4 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「津波浸水による注水機能喪失」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」と同様 24 名である。このため、「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「津波浸水による注水機能喪失」において、必

要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m³ 必要となる。

水源として、高所淡水池に約 2,500m³ 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 2.8.4)

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 2.8.5)

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 2,423kW 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 2.8.6）

2.8.5 結 論

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」では、敷地に遡上する津波により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することで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「津波浸水による注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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「津波浸水による注水機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」について、有効性評価を実施した。

上記は「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）」と同様であり、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。

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。

以上により、事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において、敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備による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「津波浸水による注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失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
原子炉スクラムの確認	・ 原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
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）設定点に到達したことを確認する。 ・ 原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・ 主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 ・ 再循環ポンプが停止したことを確認する。 ・ 外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試み，これらに失敗した場合は，早期の電源回復不能を確認する。	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
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，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・ 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）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。	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失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
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	外部電源が喪失している場合は、全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	—	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	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。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	外部電源が喪失している場合は、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。	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	- 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。 - 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	—	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウェル温度

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失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（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））	- 原子炉減圧により可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 - 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 - 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）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。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 【原子炉隔離時冷却系注水流量】
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	- 格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達したことを確認する。 - 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	外部電源が喪失している場合は、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	—	緊急用 M/C 電圧
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	外部電源が喪失している場合は、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。	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 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧

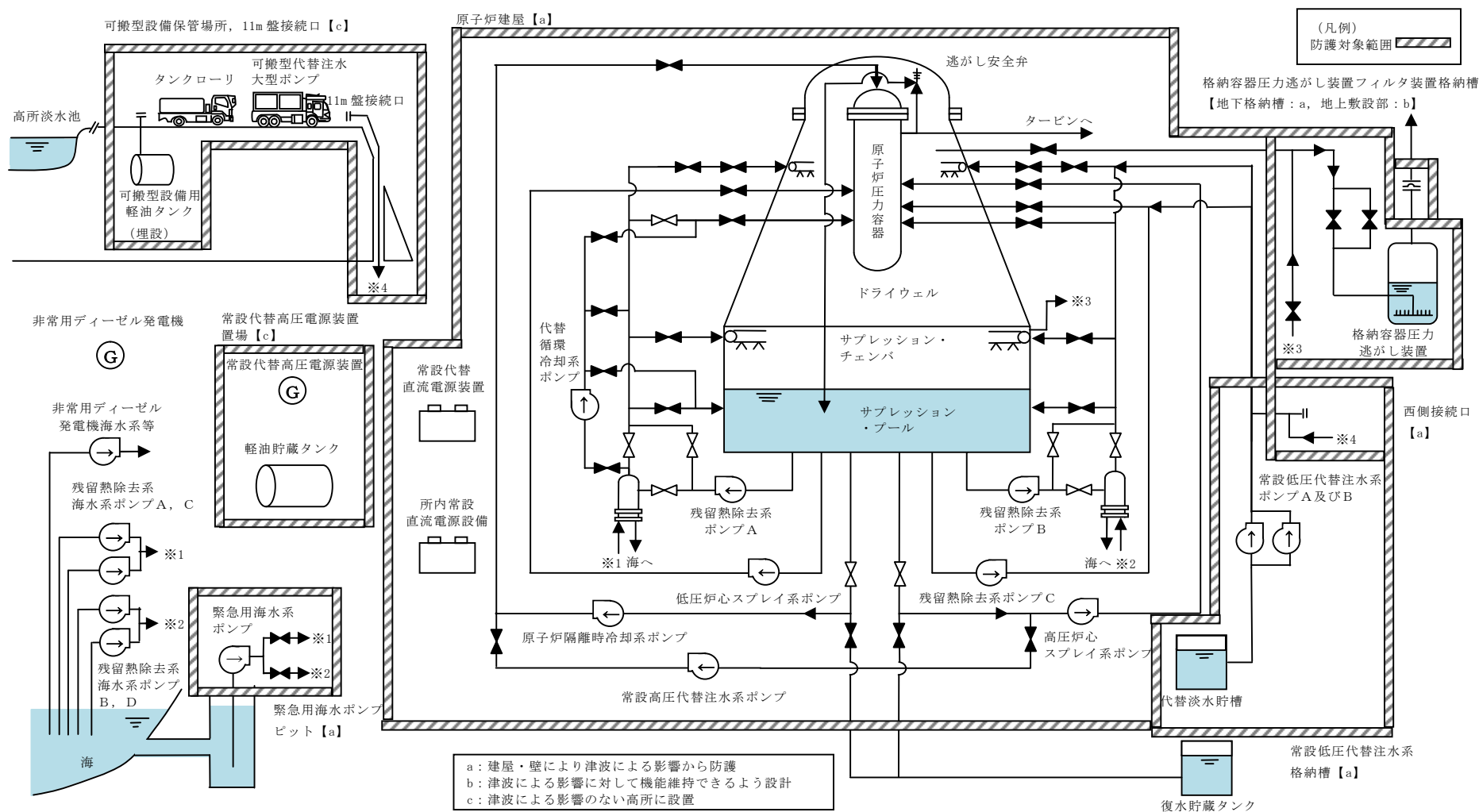
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（4／4）

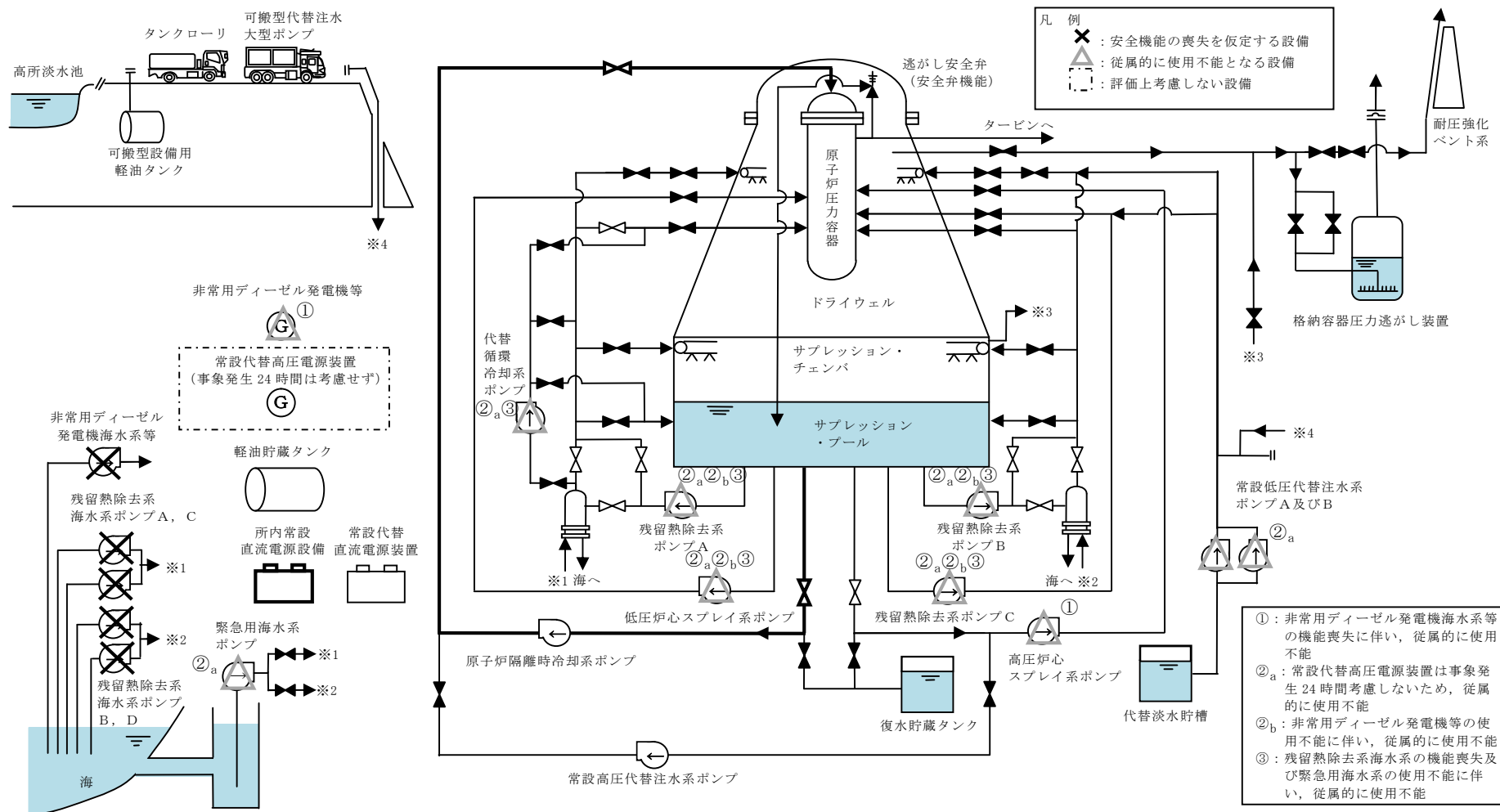
操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，緊急用海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器スプレイを交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。	【 残 留 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（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量】 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機） 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

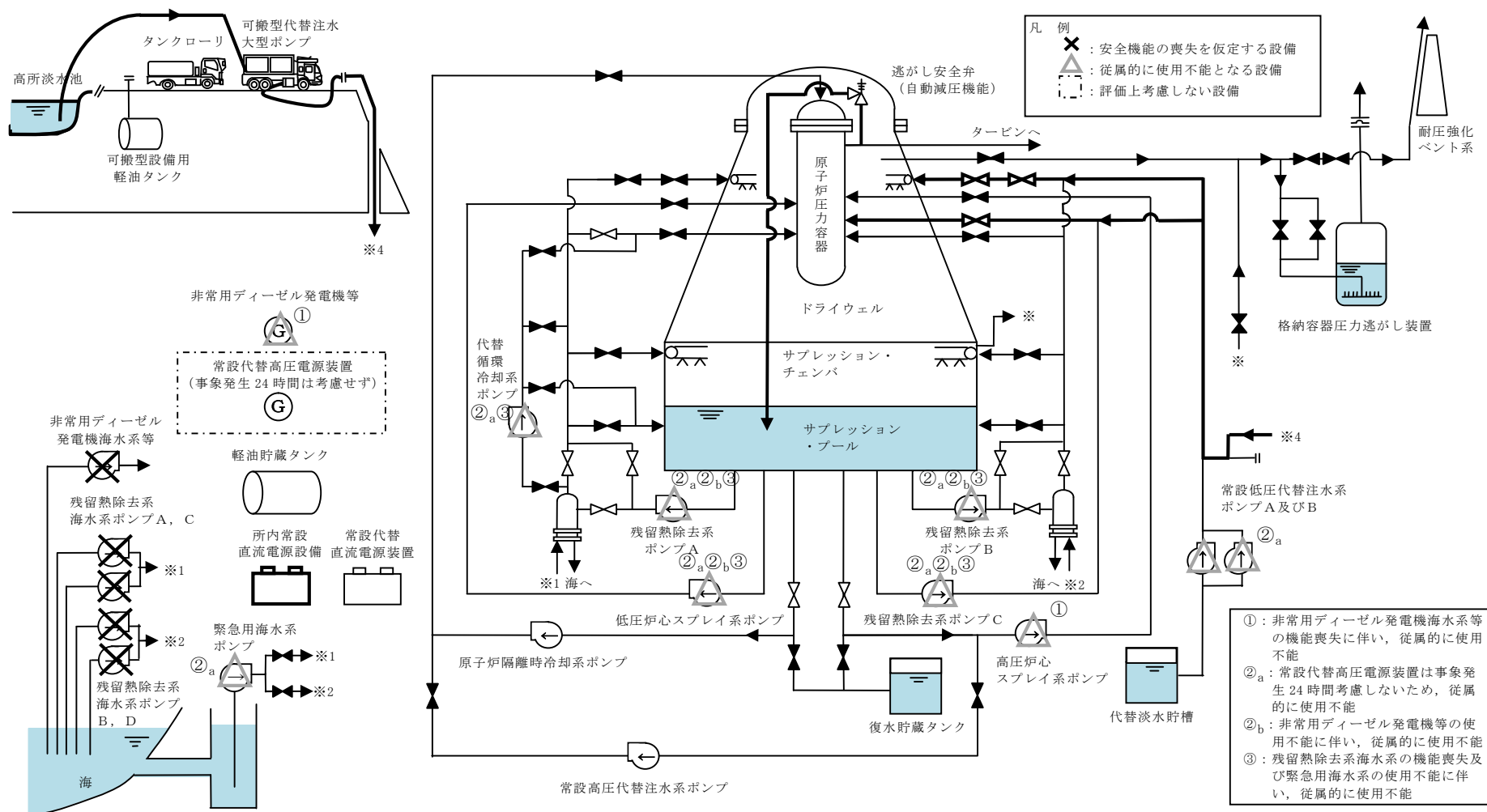
■：有効性評価上考慮しない操作



第 2.8-1 図 敷地に遡上する津波への防護対策概要

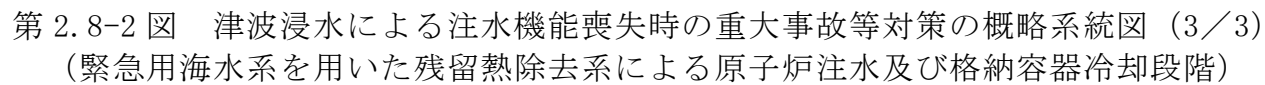


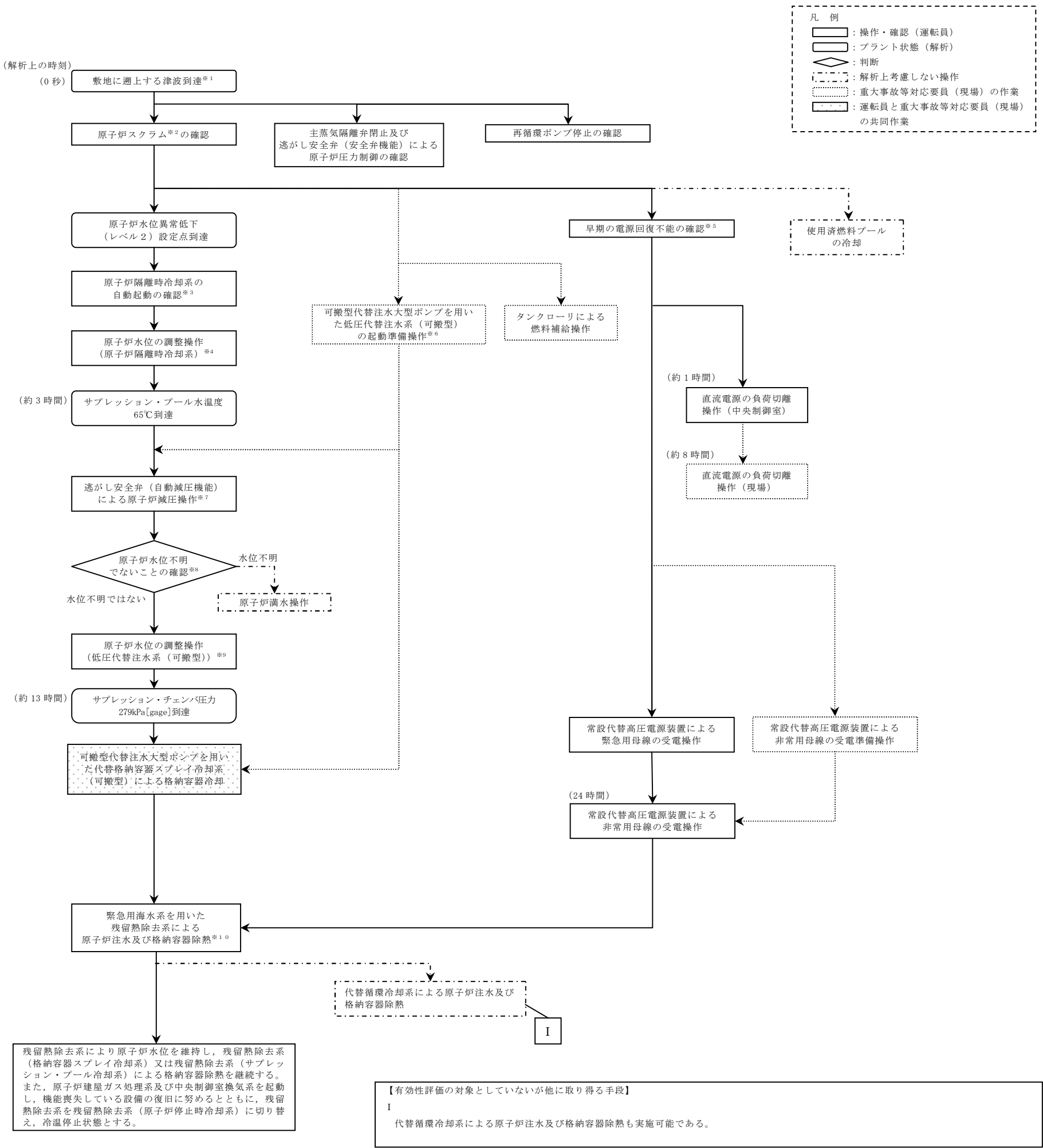
第 2.8-2 図 津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第 2.8-2 図 津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)

(可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)





※ 1 : 敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また、重要事故シーケンスにおいては、「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)」との従属性を考慮して、外部電源喪失を想定する。

※ 2 : 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。

※ 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、速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始する。なお、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) には同じ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可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (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、評価上は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復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。

※ 8 : 原子炉減圧時には水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位計の信頼性が損なわれる恐れがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
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

※ 9 : 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (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。

※ 10 : 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて残留熱除去系 (低圧注水系) に切り換え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) に切り替える。

第 2.8-3 図 津波浸水による注水機能喪失の対応手順の概要

津波浸水による注水機能喪失														
					経過時間（分）								備 考	
					0	10	20	30	40	50	60	70		80
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 ▽ 敷地内への津波浸水発生 ▽ 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	10 分							外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施する		
				●タービン停止の確認										
				●外部電源喪失の確認										
				●給水流量の全喪失の確認										
				●再循環ポンプ停止の確認										
				●非常用ディーゼル発電機等の停止確認										
				●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										
				●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認										
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							外部電源がない場合に実施する		
	【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									
電源確保操作対応	－	－	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施						解析上考慮しない		
直流電源の負荷切 離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－	－	●不要負荷の切離操作	6 分							外部電源がない場合に実施する		

第 2.8-4 図 津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

津波浸水による注水機能喪失																
				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・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容	▽ 8時間 直流電源の負荷切離操作（現場） ▽ 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25分 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による 原子炉注水及び格納容器除熱開始											
	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											
可搬型代替注水 大型ポンプを用 いた低圧代替注 水系（可搬型）の 起動準備操作	—	—	8人 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、高所淡水池からのホース敷設等	160 分											
	—	—	【2人】 c, d	●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	4人 k～n	●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	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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施											
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）7弁の開放操作	1 分											
原子炉水位の調整 操作（可搬型代 替注水大型ポン プを用いた低圧 代替注水系（可搬 型）	—	【2人】 C, D	【2人】 k, l	●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 離操作（現場）	—	1人 E	1人 o	●不要負荷の切離操作	50 分											外部電源がない場合に実 施する
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	—	—	●非常用母線の受電準備	35 分											外部電源がない場合に実 施する
	—	【1人】 E	【1人】 o	●非常用母線の受電準備	70 分											
可搬型代替注水 大型ポンプを用 いた代替格納容 器スプレイ冷却系 （可搬型）による 格納容器冷却	—	【1人】 E	【1人】 o 4人 (招集)	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分											
				●格納容器スプレイの流量調整	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 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4 分											外部電源がない場合に実 施する
常設代替高圧電源 装置による非常用 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8 分											外部電源がない場合に実 施する
				●非常用母線の受電	5 分											
緊急用海水系を用 いた残留熱除去系 による原子炉注水 及び格納容器除熱	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系の起動操作	20 分											
				●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原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運 転	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操作を実施											
使用済燃料プールの 冷却	—	【1人】 C	【1人】 k	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ラ イン）を使用した使用済燃料プールへの注水	適宜実施											解析上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃 料プール冷却系の起動ま でに実施する
	【1人】 A	—	—	●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分											解析上考慮しない 約25時間までに実施する
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	15人 a～o 及び招集6人													

第 2. 8-4 図 津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、津波 P R A によって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6} / 炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

上記を踏まえ、東海第二発電所において想定する津波高さと、それらで想定する事故等は、第 1 表のとおり整理している。

第 1 表 津波高さと事故等の関係

防潮堤前面での津波高さ	想定する事故等
～ T. P. + 17. 1m : 基準津波	・ 設計基準事象
～ T. P. + 20. 0m : 防潮堤高さ	－（設計基準事象と同様）
～ T. P. + 24. 0m : 防潮堤設計耐力	・ 重大事故等 （事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」）
T. P. + 24. 0m ～	・ 大規模損壊（防潮堤損傷）

以下に、第 1 表に示した想定する事故等のうち、事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において、想定する津波高さ、敷地浸水状況及び対応する防護対策の概要について示す。

1. 津波 P R A の評価結果，事故シーケンス選定での取扱いについて

(1) 津波 P R A

津波 P R A の評価結果を第2表に示す。また，津波 P R A の評価に用いた津波ハザード曲線を第1図に示す。

津波 P R A では，防潮堤高さ（T.P. + 20m）を超える津波高さを評価対象としており，津波区分 1（津波高さ T.P. + 20m～T.P. + 22m）については，津波により非常用海水ポンプ※が機能喪失するため，最終ヒートシンク喪失が発生する。なお，本津波区分では，起動変圧器及び予備変圧器は津波による影響を受けないため，津波により外部電源は喪失しない。

津波区分 2（津波高さ T.P. + 22m～T.P. + 24m）については，津波により非常用海水ポンプが機能喪失することに加え，敷地に遡上する津波が原子炉建屋1階床面高さである EL. + 8.2m まで到達するため，原子炉建屋内への浸水が発生し，複数の緩和機能が喪失する。

津波区分 3（津波高さ T.P. + 24m～）については，防潮堤設計耐力を超える津波高さを対象としており，防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水するため，直接炉心損傷に至る事故シーケンスとしている。

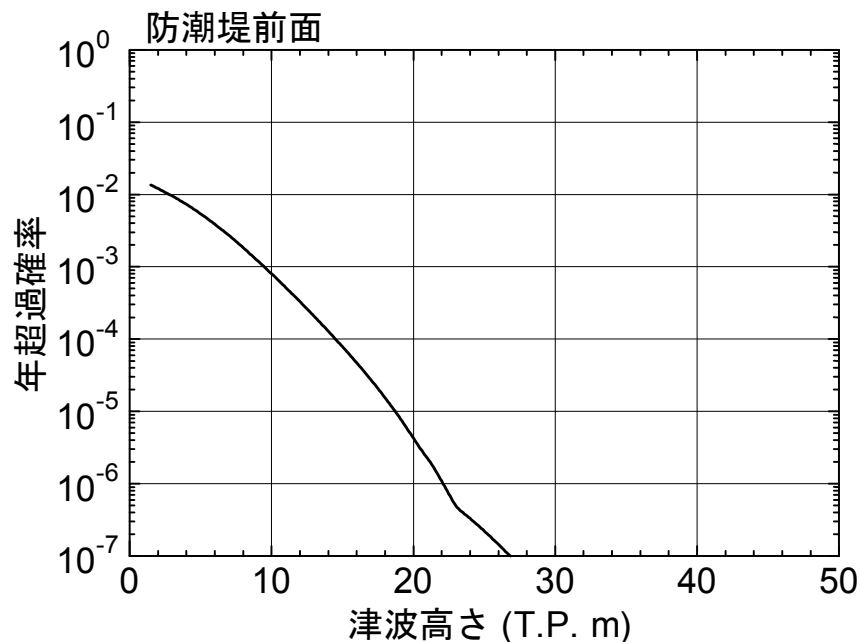
※：残留熱除去系海水ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ，
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

第2表 津波PRAの評価結果

津波区分 (津波高さ)	事故シーケンス	CDF (／炉年)	寄与 割合※1	事故シーケンスの取扱い
津波区分 1 (T.P. +20m～ T.P. +22m)	最終ヒートシンク喪失 (R C I C成功)	3. 2E-06	4. 2%	「事故シーケンスによる注水機能喪失」 「全交流動力電源喪失（長期T B）」との従属性を考慮※2 「全交流動力電源喪失（T B D, T B U）」との従属性を考慮※2 「全交流動力電源喪失（T B P）」との従属性を考慮※2
	最終ヒートシンク喪失 + 高圧注水機能喪失	1. 1E-08	<0. 1%	
	最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗	1. 7E-08	<0. 1%	
津波区分 2 (T.P. +22m～ T.P. +24m)	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	7. 6E-07	1. 0%	重要事故シーケンス 「全交流動力電源喪失（長期T B）」との従属性を考慮※2
津波区分 3 (T.P. +24m ～)	防潮堤損傷	3. 3E-07	0. 4%	大規模損壊対策による対応に含まれる
合計		4. 3E-06	5. 7%	

※1：津波PRAの炉心損傷頻度（CDF）に加えて、内部事象PRAのCDF，地震PRAのCDFを含めた全CDF（7. 5E-05／炉年）に対する寄与割合

※2：津波PRAより抽出される事故シーケンスに対して、「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し、外部電源喪失の重畳を想定



第 1 図 津波ハザード曲線(防潮堤前面)

(2) 事故シーケンス選定での取扱い

津波 P R A より抽出される事故シーケンスのうち、津波区分 3 に分類される「防潮堤損傷」の事故シーケンスについては、内部事象 P R A 及び地震 P R A の評価結果を含めた全炉心損傷頻度 ($7.5\text{E}-05$ ／炉年) に対する寄与割合が 0.4% と小さいこと、及び防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することは困難であることから、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、大規模損壊対策による対応に含まれるものとして整理している。

津波区分 1 及び津波区分 2 に分類される「防潮堤損傷」以外の事故シーケンスについては、全炉心損傷頻度に対する寄与割合が 5.3% と有意であること、及び防潮堤の健全性が維持され津波による影響の程度が特定できることから、「津波浸水による注水機能喪失」を新たな事故シーケンスグループとして追加し、想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとして選定している。

2. 有効性評価において想定する津波高さ、敷地への浸水状況について

(1) 敷地に遡上する津波高さの想定

有効性評価において想定する津波については、重要事故シーケンスとして選定した「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さである、防潮堤位置において T.P. + 24m^{※1}^{※2} の津波を想定する。

※1 T.P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示し、津波高さ（T.P. + 24m）は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

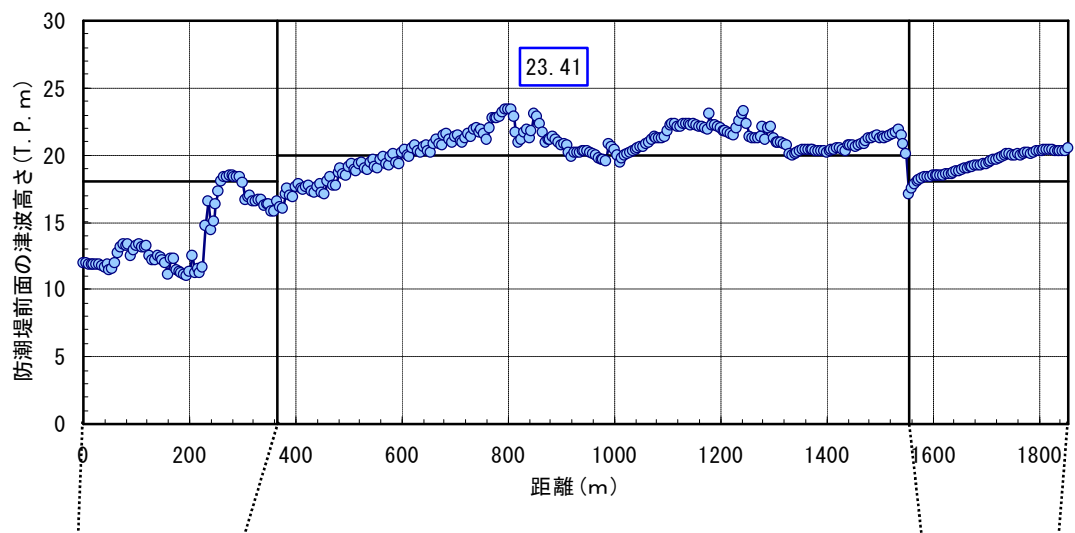
※2 防潮堤設計耐力である津波高さを設定しており、津波の年超過確率は、確率論的津波ハザードの評価結果から、約 3×10^{-7} ／炉年に相当する。

(2) 敷地内浸水評価

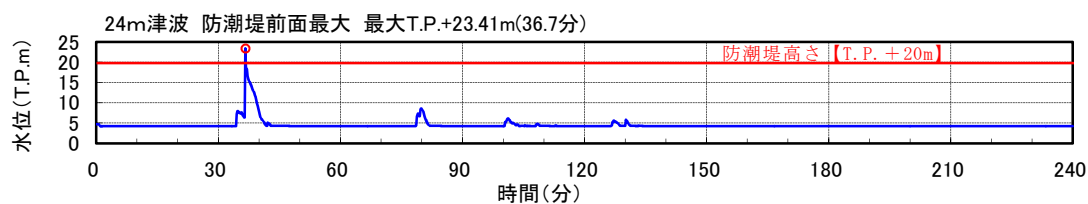
第 2 図に敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布，第 3 図に防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形，第 4 図に各施設の浸水深の時刻歴波形を示す。なお，津波高さの設定に当たっては，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）が T.P. +24m となるように，基準津波の策定に用いた波源のすべり量の割増しを行い設定している。

敷地内浸水評価の結果，敷地に遡上する津波時の影響としては，以下の特徴がある。

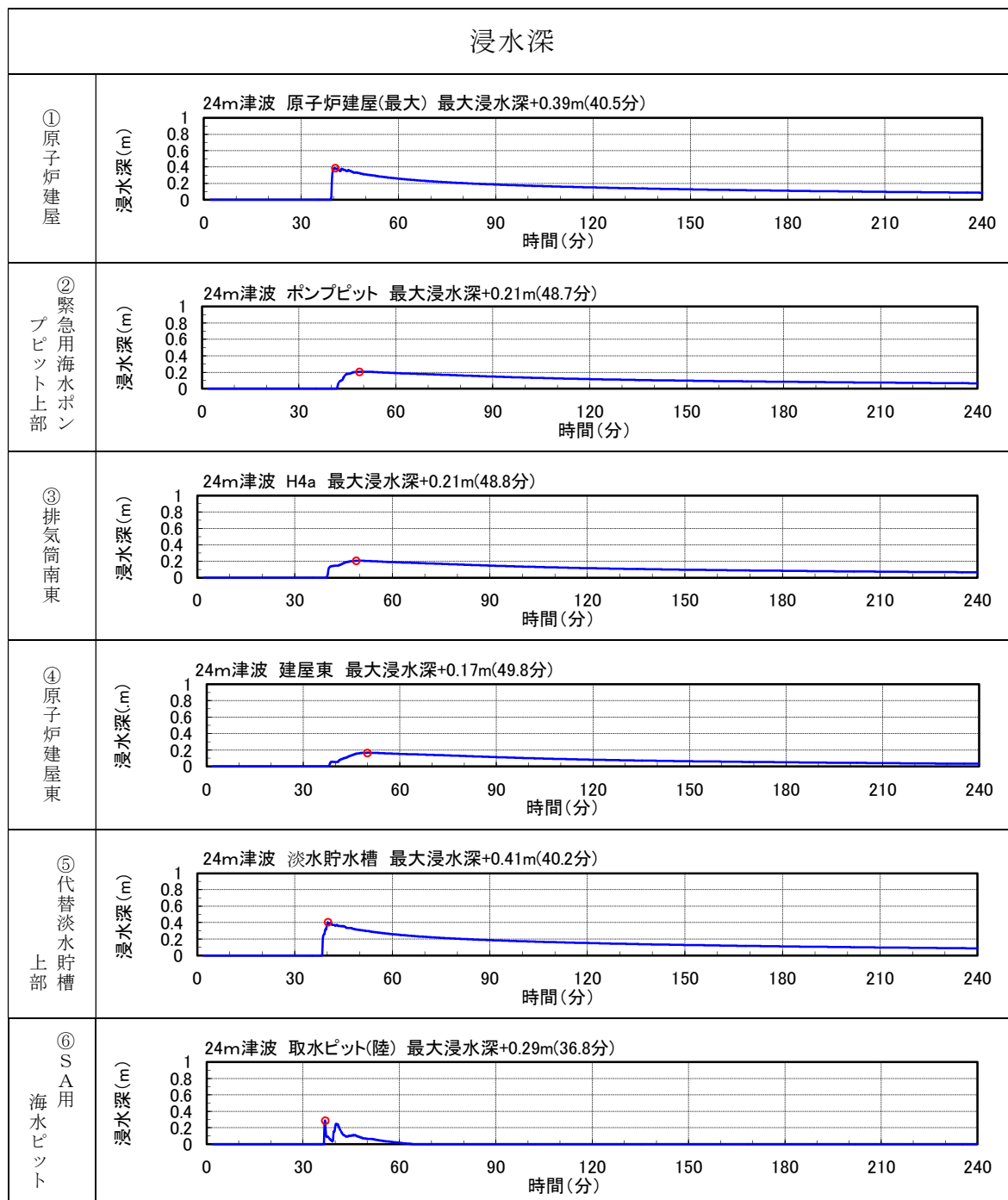
- ・ 敷地内への流入は防潮堤南側終端からの回り込みが支配的であり，T.P. +8m の敷地は浸水するが，T.P. +11m 以上の敷地への浸水は確認されない。（第 2 図）
- ・ 防潮堤の越流による敷地内への流入は限定的である。（第 3 図）
- ・ T.P. +8m に位置する施設における最大浸水深は，防潮堤南側終端に近い使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「D/C」という。）前面を除き，概ね 0.4m である。（第 4 図）



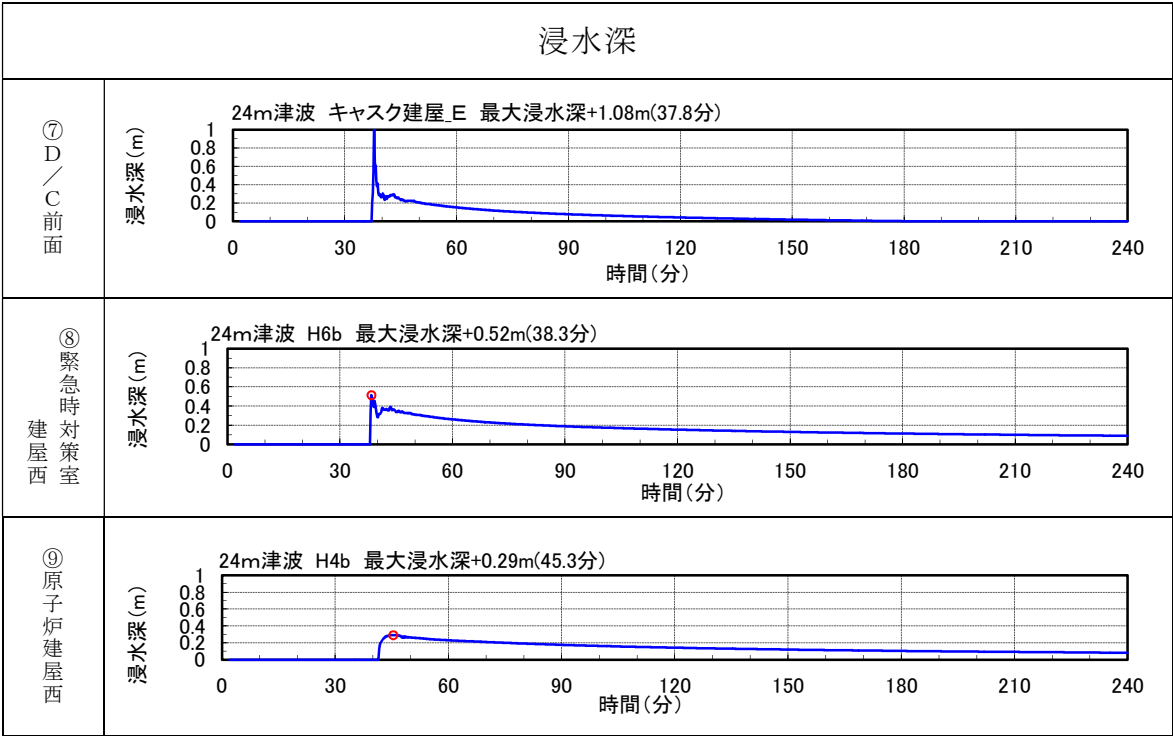
第 2 図 敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布



第3図 防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形



第4図 各施設の浸水深の時刻歴波形 (1/2)



第 4 図 各施設の浸水深の時刻歴波形 (2/2)

3. 敷地に遡上する津波に対する防護対策について

(1) 敷地に遡上する津波に対する施設防護

敷地に遡上する津波への防護対策の概要を第5図に示す。

事故対応に必要なとなる施設の敷地に遡上する津波からの防護に当たっては、防潮堤により敷地への浸水量を抑制し、その上で、以下の対策を実施する。

a. 建屋・壁により津波による影響から防護

原子炉建屋等の津波防護対象を内包する建屋・壁については、万一、当該建屋・壁内に浸水した場合には、同時に重要機能の喪失に至るリスクがあることから、浸水経路（扉、貫通部等）を特定し、それぞれに対して、2.の敷地内浸水評価結果と比較して、十分高い位置まで浸水防止対策（水密扉の設置、貫通部止水処置等）を実施する。

【対象】

- ① 原子炉建屋
- ② 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）
- ③ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）
- ④ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）
- ⑤ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ⑥ 西側接続口（地下格納槽）

b. 津波による影響に対して機能維持できるよう設計

緊急用海水ポンプピット（地上敷設部）等の建屋・壁に内包されない津波防護対象については、敷地に遡上する津波による浸水経路がなく、機能に影響がないよう設計するとともに、点検路等の浸水経路がある場合は、それに対して浸水防止対策（止水処置等）を実施する。

【対象】

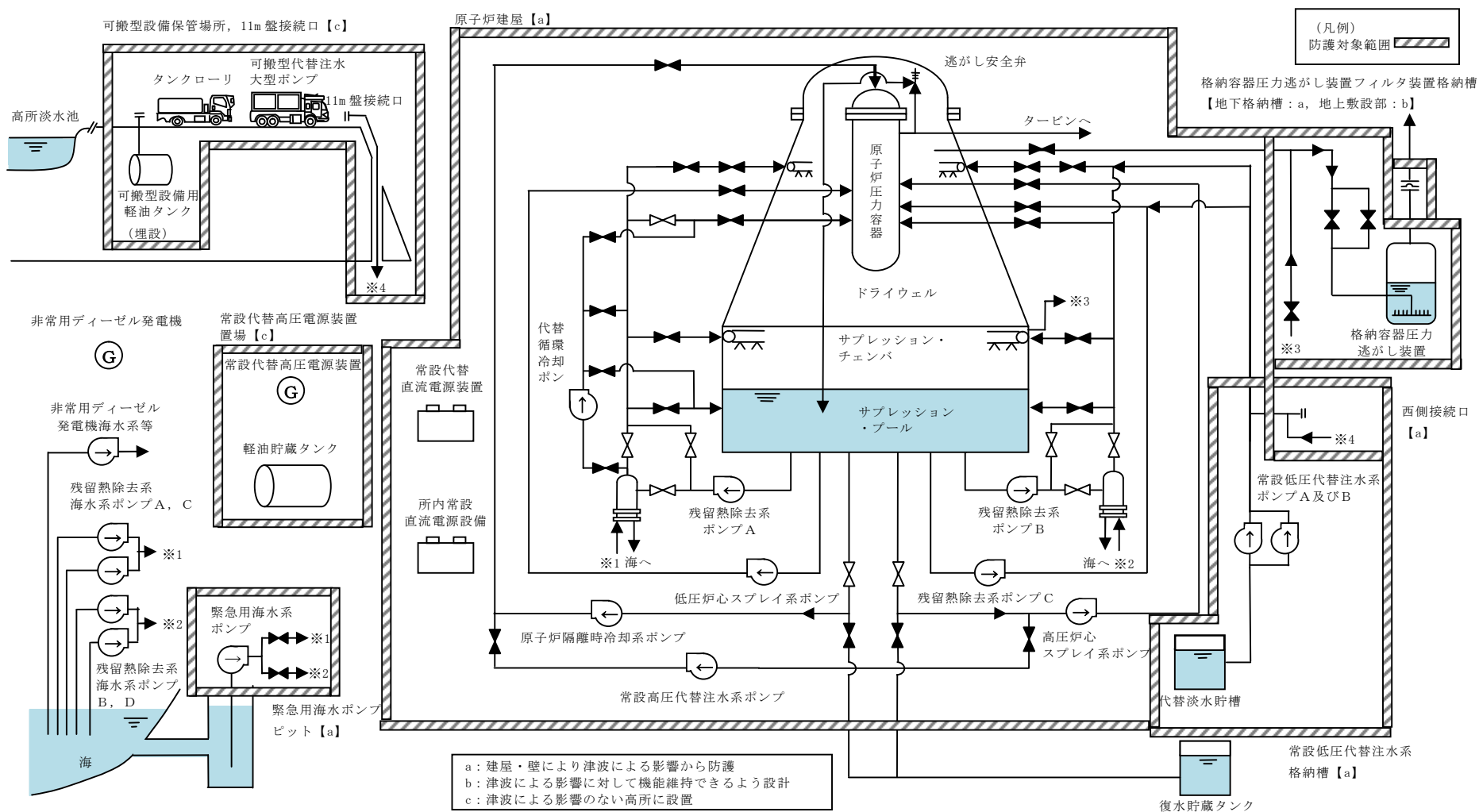
- ⑦ 緊急用海水ポンプピット（地上敷設部）
- ⑧ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地上敷設部）
- ⑨ S A用海水ピット取水塔
- ⑩ 東側接続口

c. 高所設置

2, の敷地浸水評価結果から求めた近傍の最大浸水深より高所に津波防護対象を設置する。

【対象】

- ⑪ 常設代替高圧電源装置置場
- ⑫ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ⑬ 緊急時対策所
- ⑭ 11m盤接続口



第 5 図 敷地に遡上する津波への防護対策概要

(2) 敷地に遡上する津波に対するアクセスルートの設定

2. の評価結果より、敷地に遡上する津波による敷地内浸水量は少ないことから、津波が引いた後に T.P. +8m 盤におけるアクセスルートの復旧を行うことで屋外作業も可能であると考えるが、被害の程度やその後の復旧作業には不確かさがあることを考慮し、以下の処置を講ずることにより、敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートを設定する。

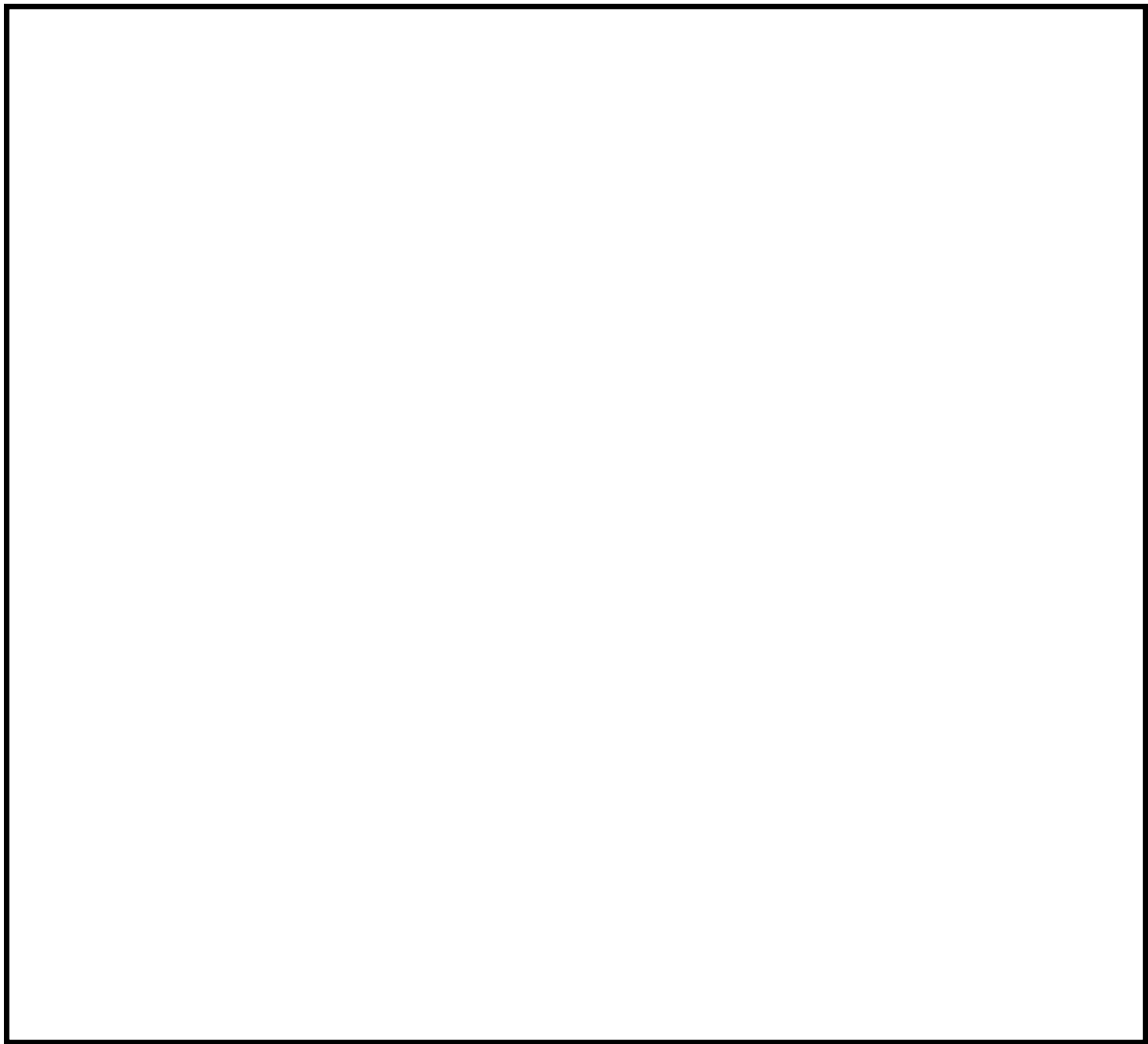
① 淡水源の高所設置

代替淡水源（措置）の 1 箇所を、敷地に遡上する津波の影響を受けない発電所西側造成エリアの高所（T.P. +23m）に設置

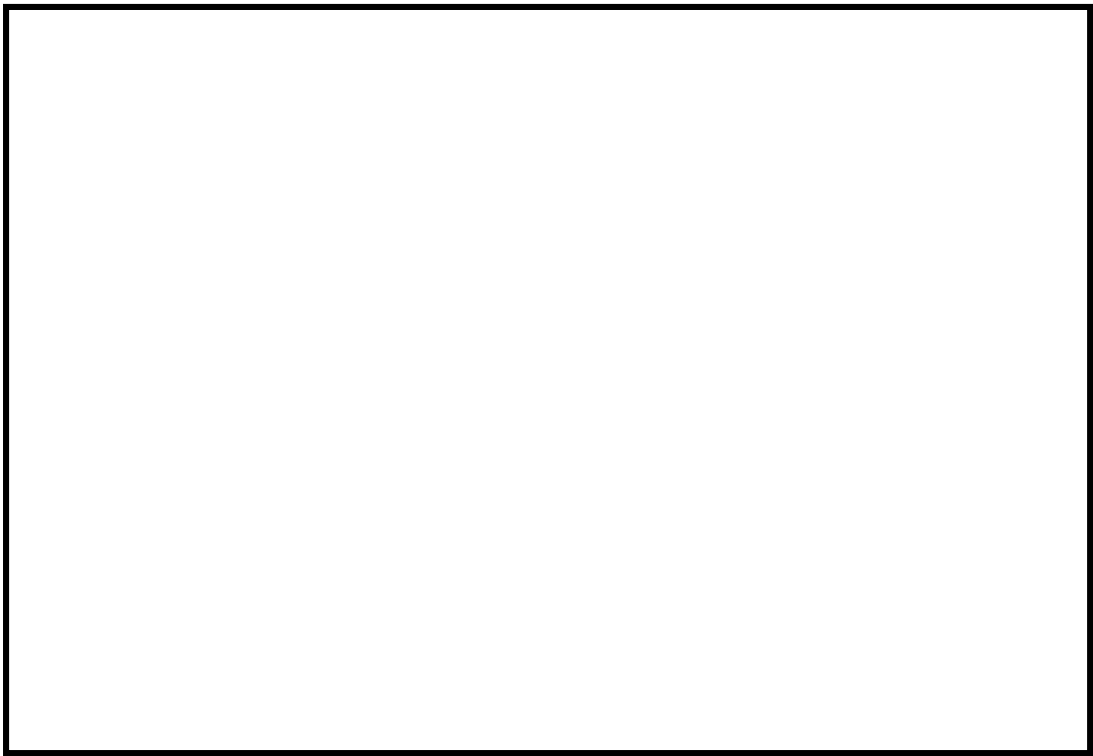
② 淡水系接続口の高所設置

可搬型代替注水大型ポンプを用いた原子炉等への注水用の接続口を、敷地に遡上する津波の影響を受けない常設代替高圧電源装置付近（T.P. +11m）に設置

上記の処置について第 6 図に示す。また、設定した敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートについて第 7 図に示す。



第 6 図 敷地に遡上する津波に対する対応概要図

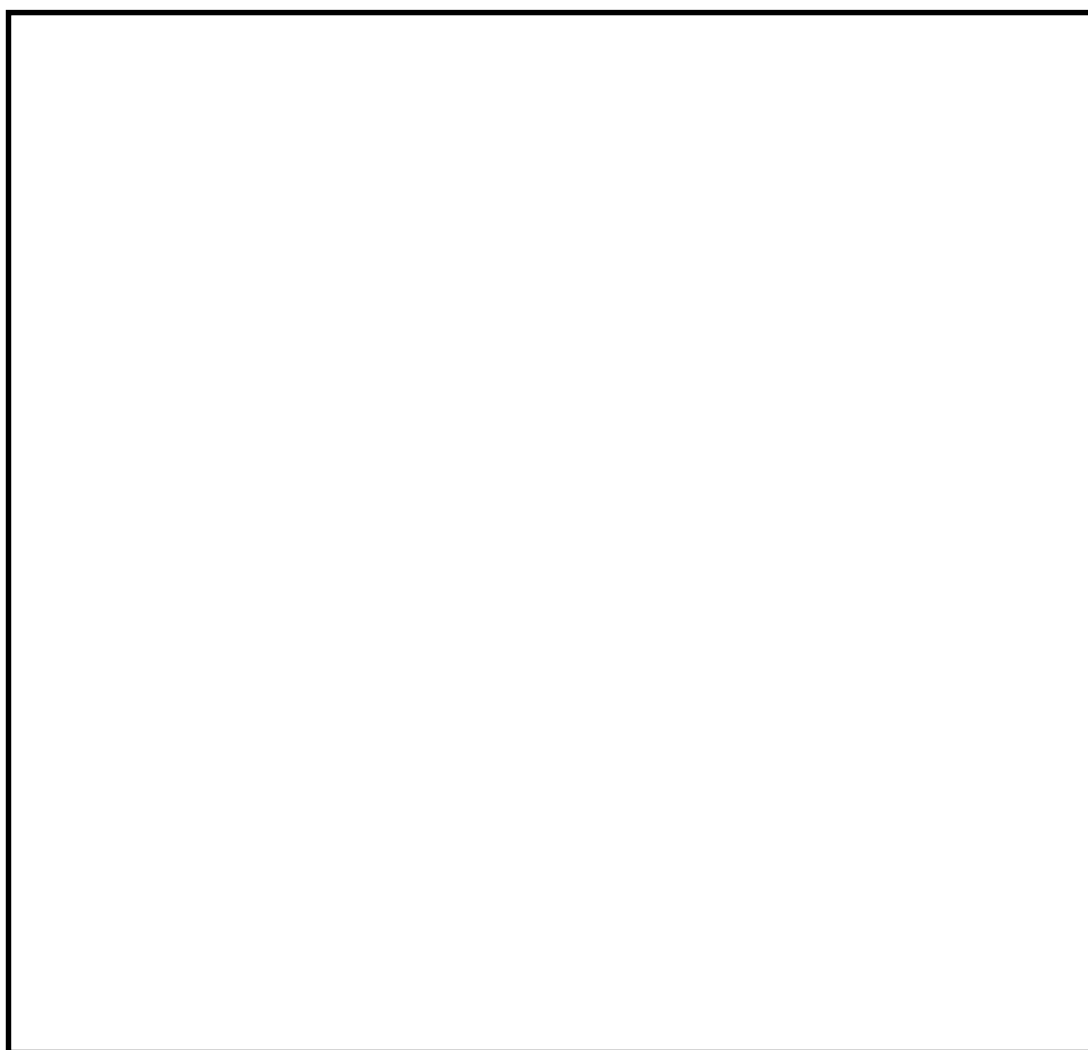


第 7 図 敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルート

防潮堤設置ルートの変更による敷地に遡上する津波への対応
に対する影響について

1. はじめに

敷地北側における防潮堤設置ルートの変更（第8図）を踏まえ、敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析への影響について確認する。



注）防潮堤設置ルート位置の詳細は、今後、現地で干渉物等の状況を考慮し、多少の変更が生じる場合がある。

第 8 図 敷地北側における防潮堤設置ルートの変更（暫定）

2. 確認方法

防潮堤設置ルートの変更を踏まえた敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析について、既往の基準津波の遡上解析（防潮堤設置ルート変更前）と既往の基準津波の遡上解析（暫定の防潮堤設置ルート変更後）（試解析）を比較することにより、敷地に遡上する津波に対する影響について確認を行った。

3. 既往の基準津波による防潮堤設置ルート変更の影響検討

既往の基準津波の遡上解析結果を第9図（防潮堤設置ルート変更前／暫定の防潮堤設置ルート変更後）に示す。遡上解析への影響を確認した結果は以下のとおり。

(1) 既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位

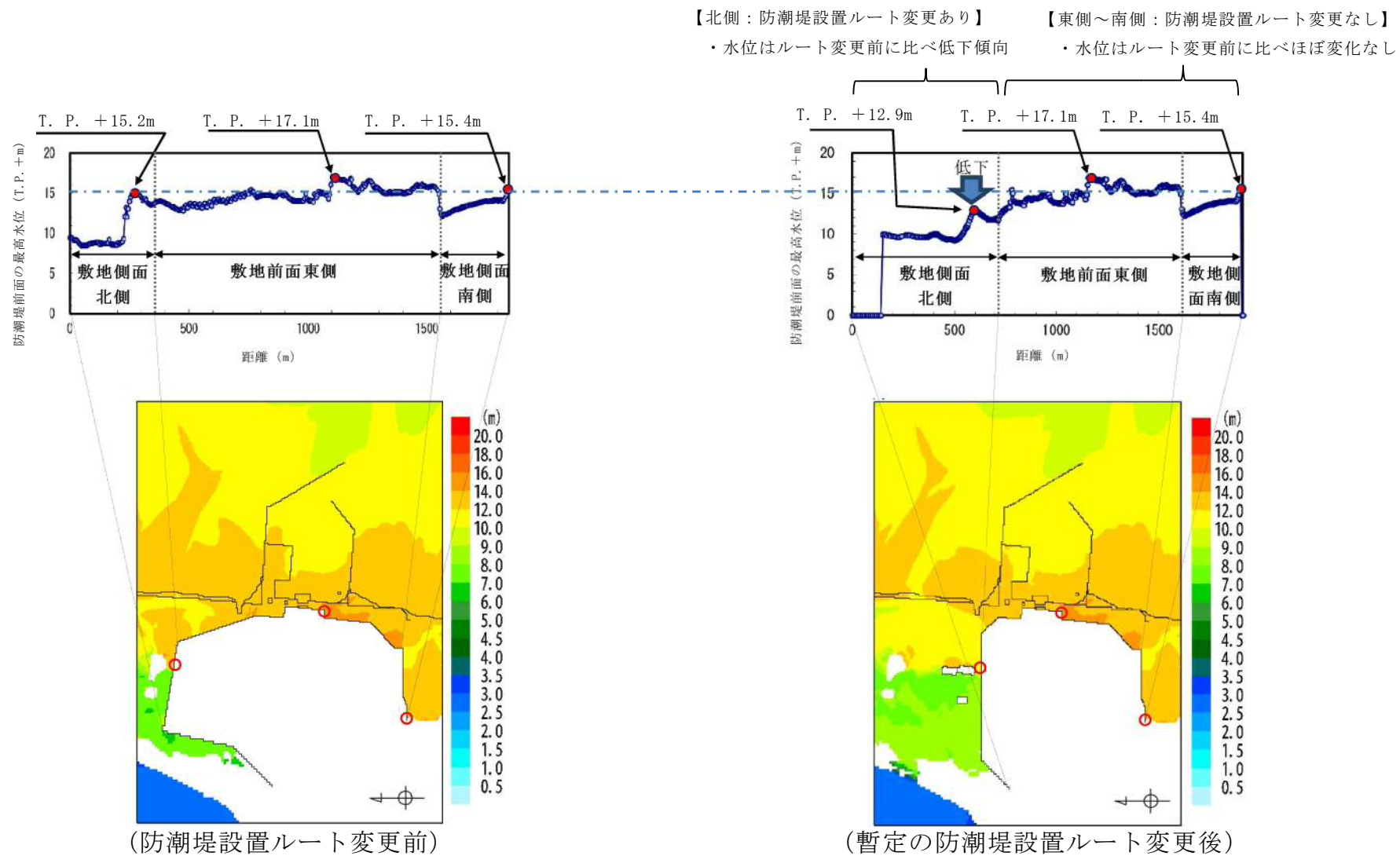
既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位は、防潮堤設置ルートの変更前後において、いずれもT.P. +17.1mであり変化はなく、その最高水位を示す位置も同一である。

(2) 既往の基準津波による敷地側面南側～敷地前面東側の水位

第9図に示す「敷地側面南側～敷地前面東側」は、防潮堤設置ルートの変更を行っていない範囲を含んでいる。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前後ではほぼ変化が見られない。

(3) 既往の基準津波による敷地側面北側の水位

第9図に示す「敷地側面北側」は、防潮堤設置ルートの変更を行った範囲である。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前のT.P. +15.2mからルート変更後のT.P. +12.9mへ低下している。



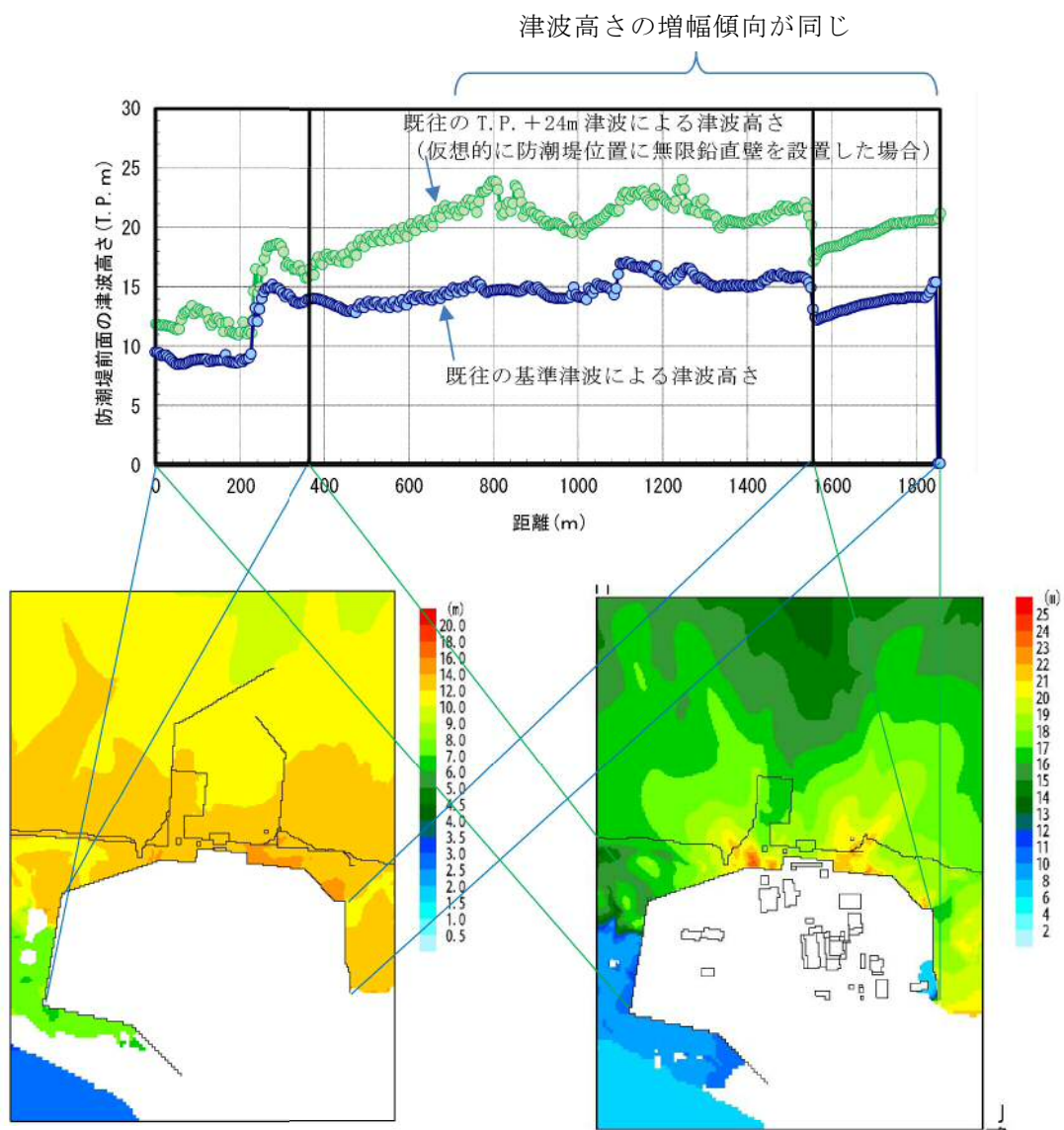
第9図 既往の基準津波による防潮堤前面における津波水位の評価結果

4. 敷地に遡上する津波の防潮堤設置ルート変更の影響

前述したとおり、防潮堤設置ルートの変更前後において最高水位地点を含む敷地側面南側～敷地前面東側の水位分布についてはほぼ変化がないことを確認した。ここでは、防潮堤設置ルートの変更前後において既往の敷地に遡上する津波（T.P. +24m津波）による津波高さへの影響を検討した。なお、ここで、敷地に遡上する津波は、基準津波と同一の波源とし、防潮堤前面の最高水位がT.P. +24mとなるように、津波波源のパラメータであるすべり量を増大させたものである。

防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P. +24m津波による津波高さの比較を第10図に示す。防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P. +24m津波による津波高さを比較した結果、T.P. +20mを上回る大きな水位を示す敷地前面東側から敷地側面南側にかけて、津波高さの増幅傾向はほぼ同じと考えられる。

以上のことから、防潮堤設置ルートの変更前後においてT.P. +24m津波による防潮堤前面での津波水位分布は大きく変わらないことが予想される。



既往の基準津波による最大水位上昇量分布図

既往の T.P. +24m 津波による最大水位上昇量分布図
(防潮堤位置に無限鉛直壁を設定)

第 10 図 既往の基準津波と既往の T.P. +24m 津波との比較

以下に、防潮堤ルート変更が敷地に遡上する津波に及ぼす影響として、「津波 P R A の評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響」，「有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響」，「敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響」について検討した結果を示す。

(1) 津波 P R A の評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響

防潮堤ルート変更に伴う津波ハザードの変更により，津波 P R A の炉心損傷頻度に対して若干の影響が生じる可能性が考えられるものの，事故シナリオの分析に対して防潮堤ルート変更の影響はないことから，津波 P R A から抽出される事故シーケンスについては同様となる。

また，防潮堤ルート変更後においても，防潮堤設計耐力を津波高さ T. P. +24m とすることから，「防潮堤損傷」として大規模損壊での対応に含まれることとなる津波高さ（津波区分 3 : T. P. +24m ～）及び事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」として有効性評価において取り扱うこととなる津波高さ（津波区分 1，2 : T. P. +20m ～ T. P. +24m）についても同様となる。

(2) 有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響

a. 想定する津波高さ

(1) で述べたとおり，防潮堤ルート変更後においても，事故シーケンスでの取扱いが変わらないことから，有効性評価において想定する津波高さは，防潮堤ルート変更前と同様に重要事故シーケンス「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さであり，防潮堤が健全な範囲において最大の津波高さとなる防潮堤位置において

T. P. +24mの津波となる。

b. 敷地への浸水状況

防潮堤設置ルート変更後の敷地への浸水状況を予想するに当たって、敷地側面南側、敷地前面東側、敷地側面北側の3つに分けて整理したものを第3表に示す。

敷地内への流入が支配的となる、ルートを変更していない敷地側面南側～敷地前面東側の水位、敷地への流入量（第2図参照）については、ほぼ変わらない結果となることが予想される。（第3表①）

また、防潮堤設置ルート変更前で敷地内への流入がほぼなかった敷地側面北側の水位、敷地への流入量（第2図参照）についても、大きく増加することはないことが予想される。（第3表②）

以上のことから、防潮堤設置ルート変更後における敷地内浸水評価については、ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。

第3表 既往の基準津波による敷地に遡上する津波の推定

防潮堤	南	東 (取水口側)	北
ルート変更有無	なし	一部あり	あり
既往の基準津波の 最大水位上昇量分布	変化なし	同程度	低下
ルート変更前 T. P. +24m津波の 流入量	大 (終端からの回込みによる流入が 支配的)	中 (越流による流入は限定的)	小 (終端からの回込みなし)
ルート変更後 T. P. +24m津波の 流入量変化 (推定)	ほぼ変わらない (①)	ほぼ変わらない (①)	大きく増加することはない (②)

(3) 敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響

(2)で述べたとおり，敷地内浸水評価については，防潮堤ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。そのため，防潮堤ルート変更前の敷地浸水評価を基に検討を行った敷地に遡上する津波に対する施設防護，及びアクセスルートの設定については，防潮堤ルート変更後においても有効に機能するものと考えられる。

なお，防潮堤ルート変更後の敷地に遡上する津波の遡上解析については，今後実施し影響を確認する予定である。

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

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に対する浸水対策が本有効性評価の前提となることから、敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について以下に示す。なお、詳細は耐津波設計方針等において説明する。

1. 敷地に遡上する津波

敷地に遡上する津波については、事故シーケンス選定の評価結果に基づき、防潮堤位置において T.P. +24m^{※1※2}の津波を想定する。なお、敷地に遡上する津波の年超過確率は、確率論的津波ハザードの評価結果から、約 3×10^{-7} / 炉年に相当する。

※1 T.P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示す。

※2 津波高さ（T.P. +24m）は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

2. 敷地に遡上する津波に対する津波防護対象の選定

敷地に遡上する津波に対する津波防護対象については、敷地に遡上する津波により重大事故等が発生した場合において、事故対応を行うために必要となると考えられる設備として、以下の設備を選定する。なお、ここで発電用原子炉を未臨界にする設備については、大津波警報発表時にはあらかじめ原子炉停止操作を行うことから、防護対象としていない。

- (1) 設備要求に係る条文である設置許可基準規則第 45 条～第 62 条に適合するために必要となる重大事故等対処設備^{※3}
- (2) 事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において、その機能に期待する重大事故等対処設備（設計基準拡張）

※3：「設置許可基準規則第 43 条（重大事故等対処設備）」における可搬型重大事故等対処設備の接続口、保管場所及び機能保持に対する要求事項を満足するため、可搬型設備保管場所（西側及び南側）、東側接続口、西側接続口（地下格納槽）、11m 盤接続口についても津波防護の対象とする

選定した津波防護対象について、第 1 表に示す。

3. 敷地に遡上する津波に対する防護方針

選定した津波防護対象（第 1 表）は、以下の施設等に内包されることから、これらの施設を敷地に遡上する津波から防護する。

- ・ 原子炉建屋
- ・ 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）
- ・ S A 用海水ピット取水塔
- ・ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）
- ・ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）
- ・ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ・ 東側接続口及び西側接続口（地下格納槽）
- ・ 常設代替高圧電源装置置場
- ・ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ・ 緊急時対策所

- ・ 11m 盤接続口

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては，防潮堤により敷地への浸水量を抑制し，その上で，以下の対策を実施する。

a．建屋・壁により津波による影響から防護

原子炉建屋等の津波防護対象を内包する建屋・壁については，万一，当該建屋・壁内に浸水した場合には，同時に重要機能の喪失に至るリスクがあることから，浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それぞれに対して，十分高い位置まで浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を実施する。

【対象】

- ① 原子炉建屋
- ② 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）
- ③ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）
- ④ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）
- ⑤ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ⑥ 西側接続口（地下格納槽）

b．津波による影響に対して機能維持できるよう設計

緊急用海水ポンプピット（地上敷設部）等の建屋・壁に内包されない津波防護対象については，敷地に遡上する津波による浸水経路がなく，機能に影響がないよう設計するとともに，点検路等の浸水経路がある場合は，それに対して浸水防止対策（止水処置等）を実施する。

【対象】

- ⑦ 緊急用海水ポンプピット（地上敷設部）
- ⑧ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地上敷設部）

⑨ S A用海水ピット取水塔

⑩ 東側接続口

c. 津波による影響のない高所に設置

敷地浸水評価結果から求めた近傍の最大浸水深より高所に津波防護対象を設置する。

【対象】

⑪ 常設代替高圧電源装置置場

⑫ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）

⑬ 緊急時対策所

⑭ 11m盤接続口

また、津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって、津波防護対象に対し波及的影響を与えないよう、漂流防止措置、倒壊防止措置又は津波防護対象に対して防護対策を実施する。

敷地に遡上する津波から防護する①～⑭の施設等の配置を第1図に示す。

第 1 表 津波防護対象 (1/3)

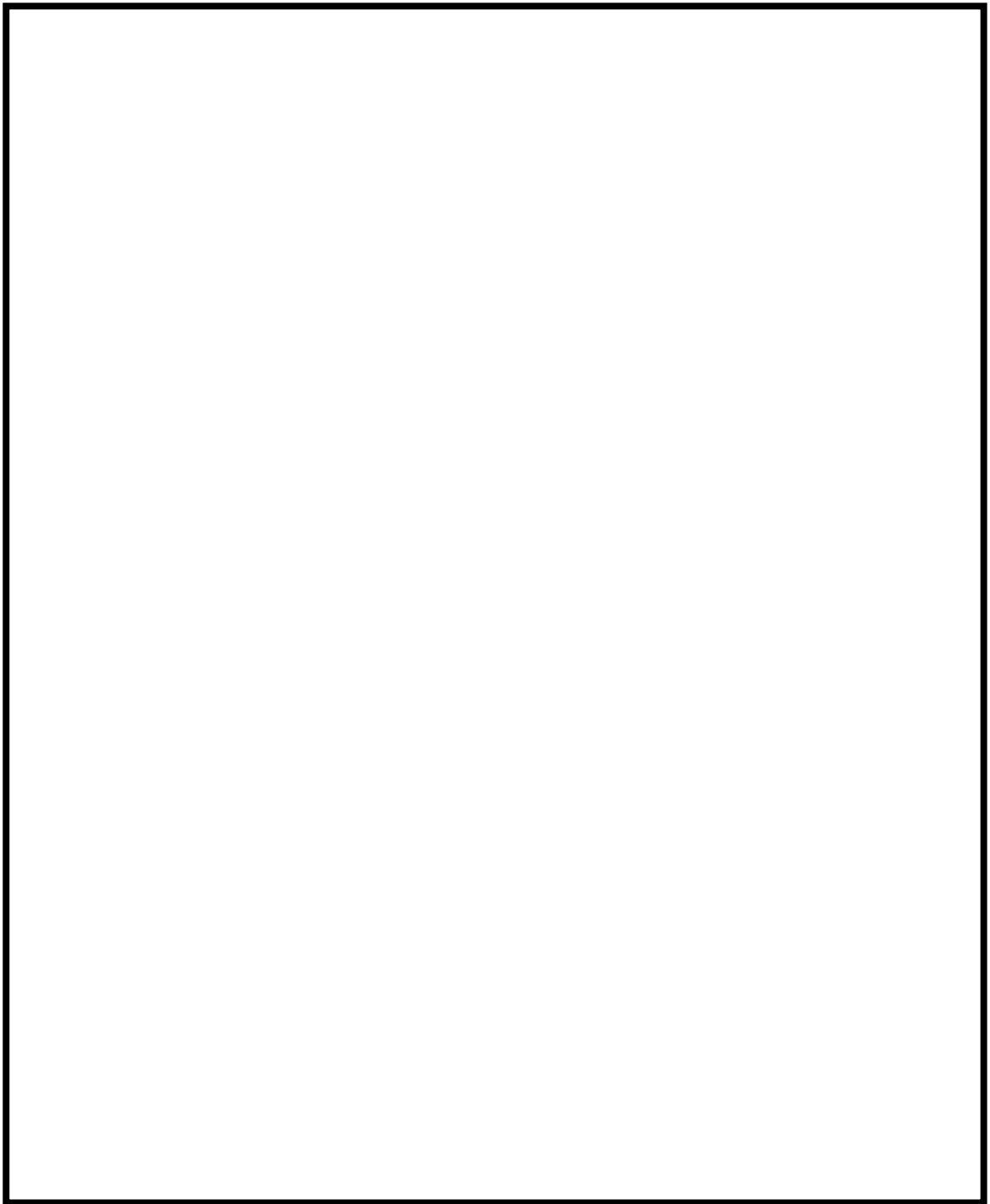
設置許可基準規則	津波防護対象
第 4 5 条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備)	・ 高圧代替注水系 ・ ほう酸水注入系 【設計基準拡張】 ・ 原子炉隔離時冷却系
第 4 6 条 (原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備)	・ 逃がし安全弁 ・ 過渡時自動減圧機能 ・ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復 (可搬型代替直流電源供給)) ・ 高圧窒素ガスポンペ (逃がし安全弁機能回復 (代替窒素供給))
第 4 7 条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備)	・ 低圧代替注水系 (可搬型) ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替循環冷却系 【設計基準拡張】 ・ 残留熱除去系 (低圧注水系) ・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
第 4 8 条 (最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備)	・ 緊急用海水系 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 耐圧強化ベント系 【設計基準拡張】 ・ 残留熱除去系
第 4 9 条 (原子炉格納容器内の冷却等のための設備)	・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) ・ 代替循環冷却系 【設計基準拡張】 ・ 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)
第 5 0 条 (原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)	・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 代替循環冷却系 ・ 可搬型窒素供給装置
第 5 1 条 (原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための設備)	・ 原子炉格納容器下部注水設備 (常設) ・ 原子炉格納容器下部注水設備 (可搬型)
第 5 2 条 (水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備)	・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 水素濃度監視設備
第 5 3 条 (水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備)	・ 静的触媒式水素再結合器 ・ 水素濃度の監視設備

第 1 表 津波防護対象 (2/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
第 5 4 条 (使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備)	・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン) ・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン) ・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッド) ・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (可搬型スプレイノズル) ・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッド) ・ 可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 及び放水砲 (大気への拡散抑制) ・ 代替燃料プール冷却設備
第 5 5 条 (工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備)	・ 可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 及び放水砲 (大気への拡散抑制) ・ 汚濁防止膜 (海洋への拡散抑制)
第 5 6 条 (重大事故等の収束に必要なとなる水の供給設備)	・ 重大事故等の収束に必要なとなる水源の確保 (代替淡水貯槽, サプレッション・プール, ほう酸水貯蔵タンク, 使用済燃料プール) ・ 水の移送設備の確保 (可搬型代替注水大型ポンプ, ホース等)
第 5 7 条 (電源設備)	・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 非常用所内電気設備 ・ 所内常設直流電源設備 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 代替所内電気設備 ・ 燃料補給設備
第 5 8 条 (計装設備)	・ 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測する設備 ・ 代替パラメータを計測する設備 ・ パラメータ記録時に使用する設備
第 5 9 条 (原子炉制御室)	・ 中央制御室及び中央制御室待避室の照明を確保するための設備 (可搬型照明 (S A)) ・ 居住性を確保するための設備 － 遮蔽及び換気設備 (中央制御室換気系, 原子炉建屋ガス処理系, 中央制御室待避室, 中央制御室待避室ボンベユニット) － 衛星電話設備 (可搬型) (待避室) 及びデータ表示装置 (待避室) － 酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計
第 6 0 条 (監視測定設備)	・ 放射性物質の濃度及び放射線量の測定に用いる設備 － 可搬型モニタリング・ポスト － 可搬型放射能測定装置 ・ 風向, 風速その他の気象条件の測定に用いる設備 － 可搬型気象観測設備

第 1 表 津波防護対象 (3/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
第 6 1 条 (緊急時対策所)	・緊急時対策所 ・必要な情報を把握できる設備及び通信連絡を行うために必要な設備 - ー安全パラメータ表示システム - ー通信設備 (衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型), 携行型有線通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 (テレビ会議システム, I P 電話, I P - F A X), データ伝送設備) ・代替電源設備 (緊急時対策所用発電機, 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク, 緊急時対策所用発電機給油ポンプ及び緊急時対策所用M/C) ・居住性を確保するための設備 (緊急時対策所遮蔽, 緊急時対策所非常用送風機, 緊急時対策所非常用フィルタ装置と緊急時対策所加圧設備及び酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計, 可搬型モニタリング・ポスト, 緊急時対策所エリアモニタ)
第 6 2 条 (通信連絡を行うために必要な設備)	・発電所内の通信連絡を行うための設備 - ー通信設備 (発電所内) (携行型有線通話装置, 衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型) 及び無線連絡設備 (携帯型)) - ー安全パラメータ表示システム ・発電所外との通信連絡を行うための設備 - ー通信設備 (発電所外) (衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型) 及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 (テレビ会議システム, I P 電話, I P - F A X)) - ーデータ伝送設備



第1図 津波防護対象の配置図

地震発生と同時に津波が到達するとした
評価上の想定の妥当性について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）が発生した場合には、最初に地震が発生し、その後に津波が発電所敷地に到達すると想定される。これに対して本評価においては、地震の発生と同時に津波が発電所に到達したとして評価している。

以下では、地震発生から敷地に遡上する津波が発電所に到達するまでの時間を考慮した場合の影響について検討する。

1. 津波到達の時間遅れを考慮する場合の対応操作

(1) 地震発生から敷地に遡上する津波の到達までに想定される対応操作

地震発生時点で「地震加速度大」により原子炉がスクラムする。また、給復水系が停止した場合には、原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉への注水が行われるとともに主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉は隔離状態となる。これらの機器動作は、インターロックによる自動作動であるため、運転員による対応はプラント状況及び自動作動した機器等の確認のみである。

原子炉への注水が確保された以降は、サプレッション・プール水温度等を確認し、必要に応じて残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。

(2) 敷地に遡上する津波の到達後に想定される対応操作

地震に伴い発生する事象への対応中に敷地に遡上する津波の到達により敷地内が浸水した場合には、非常用ディーゼル発電機海水ポンプ、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ及び残留熱除去系海水系ポンプが機能喪失する。このため、高圧炉心スプレイ系は停止するが、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は維持される。また、外部電源が喪失している場合は、高所作業により可搬型設備の準備を開始するとともに、常設代替高圧電源装置により交流電源を確保し、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧し、低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施する。格納容器除熱は、緊急用海水系及び残留熱除去系により確保する。これらの対応操作は、地震発生と同時に津波が発電所に到達すると想定した場合と同様である。

2. 津波到達の時間遅れを考慮した場合の影響

1. で述べたとおり、地震が発生してから津波到達までは、自動起動した原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の状況を確認するとともに、サブプレッション・プール水温度が上昇した場合には、残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。ここで、原子炉注水又は格納容器除熱が開始される直前に津波が到達した場合の影響について考察する。

原子炉注水については、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達する直前に津波が到達し、高圧炉心スプレイ系が自動起動しなかった場合でも、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで原子炉注水が確保され、炉心冷却は維持される。また、解

析上も高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に期待しない評価としている。

格納容器除熱については、サプレッション・プール水温度が 32℃ に到達し、残留熱除去系の起動操作を開始した直後に津波により残留熱除去系海水系が停止した場合でも、格納容器限界温度（200℃）及び限界圧力（620kPa[gage]）に到達するまでに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始すれば良く、十分な時間余裕が確保されている

3. まとめ

地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定する場合、地震による原子炉スクラム等への対応操作に加えて、敷地に遡上する津波による機能喪失状態に応じた対応操作が重なるため、運転員等操作の観点からより厳しい条件となる。また、津波到達の時間遅れを考慮した場合でも、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、格納容器除熱は事象後期に実施することから、評価項目に与える影響はない。以上により、評価上、地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定することは妥当であると考ええる。

7 日間における水源の対応について
(津波浸水による注水機能喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 高所淡水池 : 約 2,500m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)

による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 定格流量で高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (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, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた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, 高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用い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, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた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。

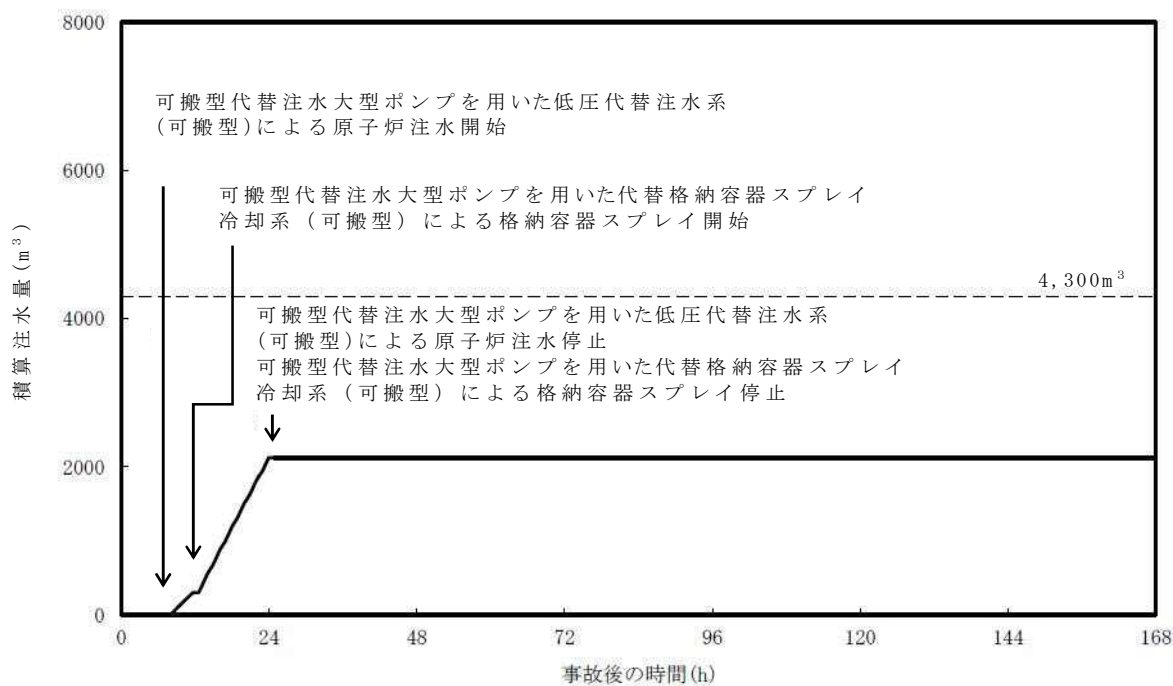
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（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，高所淡水池の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，高所淡水池の水量は減少する。

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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，高所淡水池の水量の減少は停止する。

この間の高所淡水池の使用水量は合計約 2,130m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量
(津波浸水による注水機能喪失)

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 2,130m³ 必要となるが、高所淡水池に約 2,500m³ 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
(津波浸水による注水機能喪失)

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。

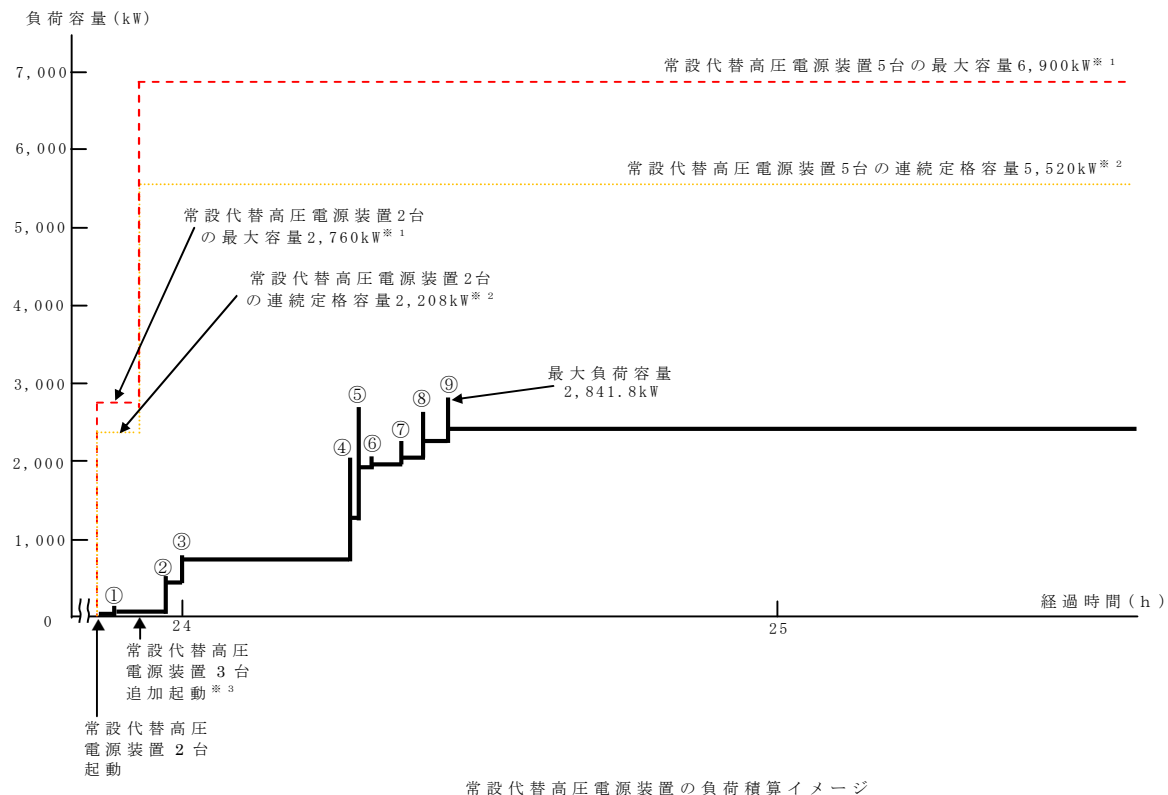
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)} = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ系(可搬型)) $218\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)}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

(津波浸水による注水機能喪失)

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高压電源装置】

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	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	2,098.1	1,281.9
⑤	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	2,706.3	1,935.2
⑥	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	2,014.7	1,957.2
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	2,261.7	2,044.1
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	2,624.0	2,261.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	2,841.8	2,422.3



※1：常設代替高压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：常設代替高压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：非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高压電源装置を3台追加起動する