

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成 30 年 3 月

東北電力株式会社

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

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

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器の限界温度・圧力

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 2.1 高圧・低圧注水機能喪失 本日まで提出範囲
- 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（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失
 - 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗
- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合 本日まで提出範囲
- 2.5 原子炉停止機能喪失
- 2.6 LOCA時注水機能喪失
- 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

3. 運転中の原子炉における重大事故

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

- 3.4 水素燃焼
- 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
 - 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2

- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
 - 5.2 全交流動力電源喪失
 - 5.3 原子炉冷却材の流出
 - 5.4 反応度の誤投入

- 6. 必要な要員及び資源の評価
 - 6.1 必要な要員及び資源の評価条件
 - 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
 - 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

- 添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要
- 添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
- 添付資料 1.5.1 女川原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 添付資料 1.5.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について
- 添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー

- 添付資料 2.1.1 安定状態について
- 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 2.1.4 7 日間における水源、燃料評価結果について（高圧・低圧注水機能喪失）

- 本日ご提出範囲
- 添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について
- 添付資料 2.2.2 安定状態について
- 添付資料 2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.4 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系作動台数の考え方について
- 添付資料 2.2.5 7 日間における燃料評価結果について（高圧注水・減圧機能喪失）

- 添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.2 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
- 添付資料 2.3.1.4 安定状態について
- 添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗）＋HPCS 失敗）
- 添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流

動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗）

- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失時における高圧代替注水系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧注水失敗）
- 添付資料 2.3.3.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
- 添付資料 2.3.3.2 7 日間における燃料，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
- 添付資料 2.3.4.1 安定状態について
- 添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始時間の時間余裕について
- 添付資料 2.3.4.4 7 日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.4.1.1 安定状態について
- 添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 添付資料 2.4.1.3 7 日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 添付資料 2.4.2.1 安定状態について
- 添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
- 添付資料 2.4.2.3 7 日間における水源，燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

本日ご提出範囲

- 添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
- 添付資料 2.5.2 安定状態について
- 添付資料 2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）
- 添付資料 2.5.4 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

- 添付資料 2.5.5 外部電源喪失を想定した場合の感度解析
- 添付資料 2.5.6 注水温度に関する感度解析
- 添付資料 2.5.7 ほう酸水注入系のほう酸水濃度に関する感度解析
- 添付資料 2.5.8 SLC 起動を手動起動としていることについての整理
- 添付資料 2.5.9 7 日間における水源, 燃料評価結果について (原子炉停止機能喪失)
- 添付資料 2.5.10 格納容器除熱に関する感度解析

- 添付資料 2.6.1 中小破断 L O C A の事象想定について
- 添付資料 2.6.2 敷地境界の実効線量評価について
- 添付資料 2.6.3 安定状態について
- 添付資料 2.6.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (L O C A 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.5 7 日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について (L O C A 時注水機能喪失)

- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム L O C A 発生時の破断面積及び現場環境について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について
- 添付資料 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))
- 添付資料 2.7.4 7 日間における燃料評価結果について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

- 添付資料 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.2.2 安定状態について (代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.3 格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について
- 添付資料 3.1.2.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料 3.1.2.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料 3.1.2.7 大破断 L O C A を上回る規模の L O C A に対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料 3.1.2.8 7 日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合))

- 添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について
- 添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について
- 添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却系を使用できない場合における原子炉格納容器フィルタベント系からのCs-137放出量評価について
- 添付資料 3.1.3.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.1.3.5 安定状態について(代替循環冷却系を使用できない場合)
- 添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合))
- 添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 3.1.3.8 7日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合))

- 添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
- 添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け
- 添付資料 3.2.3 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.5 7日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について(高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

- 添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用に関する知見の整理
- 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の格納容器の健全性への影響評価
- 添付資料 3.3.3 格納容器下部への水張り実施の適切性
- 添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用)
- 添付資料 3.3.5 プラント損傷状態をLOCAとした場合の圧力スパイクへの影響

- 添付資料 3.4.1 G値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響
- 添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について
- 添付資料 3.4.3 安定状態について
- 添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(水素燃焼)

- 添付資料 3.5.1 安定状態について

- 添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(熔融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料 3.5.3 熔融炉心の崩壊熱及び熔融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合並びに格納容器下部床面での熔融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び熔融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価
- 添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1)
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源, 燃料評価結果について(想定事故1)
- 添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 想定事故2における破断の想定について
- 添付資料 4.2.3 使用済燃料プールサイフォンブレイク孔について
- 添付資料 4.2.4 安定状態について
- 添付資料 4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.6 7日間における水源, 燃料評価結果について(想定事故2)
- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定状態について
- 添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について
- 添付資料 5.1.6 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
- 添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)
- 添付資料 5.1.8 7日間における燃料評価結果について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

- 添付資料 5.2.1 安定状態について
- 添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）
- 添付資料 5.2.3 7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について
- 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるPOS選定の考え方
- 添付資料 5.3.3 安定状態について
- 添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
- 添付資料 5.3.5 7日間における燃料評価結果について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

- 添付資料 5.4.1 反応度誤投入事象の代表性について
- 添付資料 5.4.2 安定状態について
- 添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度誤投入）
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて

- 添付資料 6.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について
- 添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保について
- 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 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「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉手動減圧失敗」、②「手動停止＋高圧注水失敗＋原子炉手動減圧失敗」及び③「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉手動減圧失敗」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「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が機能喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま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、高圧注水機能又は原子炉減圧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。

ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧に失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧の注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみを期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって、本事故シーケンスグループでは、代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッションプール水冷却モード）を用いた原子炉圧力容器及び格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッションプール水冷却モード）を用いた原子炉圧力容器及び格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.2.1 図及び第 2.2.2 図に、手順の概要を第 2.2.3 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設備と手順の関係を第 2.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び発電所対策本部要員で構成され、合計 11 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名である。必要な要員と作業項目について第 2.2.4 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、11 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失したことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。原子炉水位は更に低下し、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が自動起動する。

高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量等である。

c. 代替自動減圧機能動作確認

原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ若しくは低圧炉心スプレイ系ポンプ運転時に代替自動減圧機能により，逃がし安全弁2個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉圧力である。

d. 低圧注水機能（残留熱除去系／低圧炉心スプレイ系）による原子炉注水

代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。

低圧注水機能による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，残留熱除去系ポンプ出口流量，低圧炉心スプレイ系出口流量等である。

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

e. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転

低圧注水機能による原子炉水位維持を確認後，残留熱除去系1系列によりサブプレッションプール水冷却モード運転を開始する。

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

f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転により，サブプレッションプール水温が静定することを確認後，サブプレッションプール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ出口流量等である。

以降，炉心冷却及び格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。

2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉手動減圧失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱

非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，SAFER 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 SAFER よりも低めに評価する CHASTE 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初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.2.2 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) 起回事象

起回事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。ただし，外部電源がない場合は，事象発生と同時に再循環ポンプはトリップし，外部電源がある場合と比べて原子炉水位の低下が緩やかになることから，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップするものとする。原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップすることで，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

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

(c) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）信号により閉止するものとする。

(d) 原子炉減圧機能

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度な圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉水位低（レベル1）到達から10分後に開始し、自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）により原子炉減圧する。容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(e) 残留熱除去系（低圧注水モード）

原子炉水位低（レベル1）到達後、3系列の残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、1台当たり1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）にて注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の範囲で維持する。

(f) 低圧炉心スプレイ系

原子炉水位低（レベル1）到達後、低圧炉心スプレイ系が自動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、1,050m³/h（0.78MPa[dif]において）にて注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の範囲で維持する。

(g) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約8.8MW（サプレッションプール水温又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱操作は、原子炉水位が回復し、原子炉水位高（レベル8）到達後に開始するものとする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉圧力容器除熱操作は、

原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下したことを確認後、事象発生 12 時間後に開始するものとする。

(添付資料 2.2.1)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.2.5 図から第 2.2.10 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.2.11 図から第 2.2.16 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第 2.2.17 図及び第 2.2.20 図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、事象発生から約 18 分後に原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が起動する。原子炉水位低（レベル 1）到達から 10 分後の事象発生から約 28 分後に代替自動減圧機能により、逃がし安全弁 2 個が開き、原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水が開始される。

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

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、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、原子炉減圧により、原子炉水位が

低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。

また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第 2.2.11 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、事象発生から約 36 分後に約 749℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第 2.2.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.39MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.69MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.034MPa[gage]（事象発生から約 10 時間後）及び約 83℃（事象発生から約 0.4 時間後）に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

第 2.2.6 図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、12 時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.2.2）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

価するものとする。

高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）運転操作による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50°C高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認して

おり、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.2.3)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

(添付資料 2.2.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定にあたっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用い

た逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の炉心流量，原子炉水位，サプレッションプール水位及び格納容器圧力は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無について，外部電源はないものとするが，炉心冷却性上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるような設定としている。なお，非常用ディーゼル発電機等により電源が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。

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

（添付資料 2.2.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

初期条件の炉心流量，原子炉水位，サブレーションプール水位及び格納容器圧力は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無について，外部電源はないものとするが，炉心冷却性上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるような設定としている。なお，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップする場合は，原子炉水位低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，非常用ディーゼル発電機等により電源が確保される。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，原子炉減圧後の注水が残留熱除去系（低圧注水モード）1系列の場合においては，注水タイミングが遅くなり，かつ，注水流量が減少することで原子炉水位の回復が遅くなるが，評価項目を満足することを確認した。

（添付資料 2.2.3, 2.2.4）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）の運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生約40分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.2.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.2.3）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の運転操作については、サプレッションプール水冷却モード運転開始の時間は事象発生から約 45 分後の操作であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が 0.427MPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約 45 時間後であり、約 44 時間以上の時間余裕がある。

（添付資料 2.2.3）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.2.4 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「高圧注水・減圧機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 11 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 31 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「高圧注水・減圧機能喪失」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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

（添付資料 2.2.5）

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サプレッションプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、本重要事故シークエンスで想定される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約479kLの軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク（約580kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約26kLの軽油が必要となるが、ガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）の使用が可能であることから、24時間の運転継続が可能である。（合計使用量 約505kL）

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

2.2.5 結論

事故シークエンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シークエンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッションプール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手段を整備している。

事故シークエンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シークエンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉手動減圧失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、

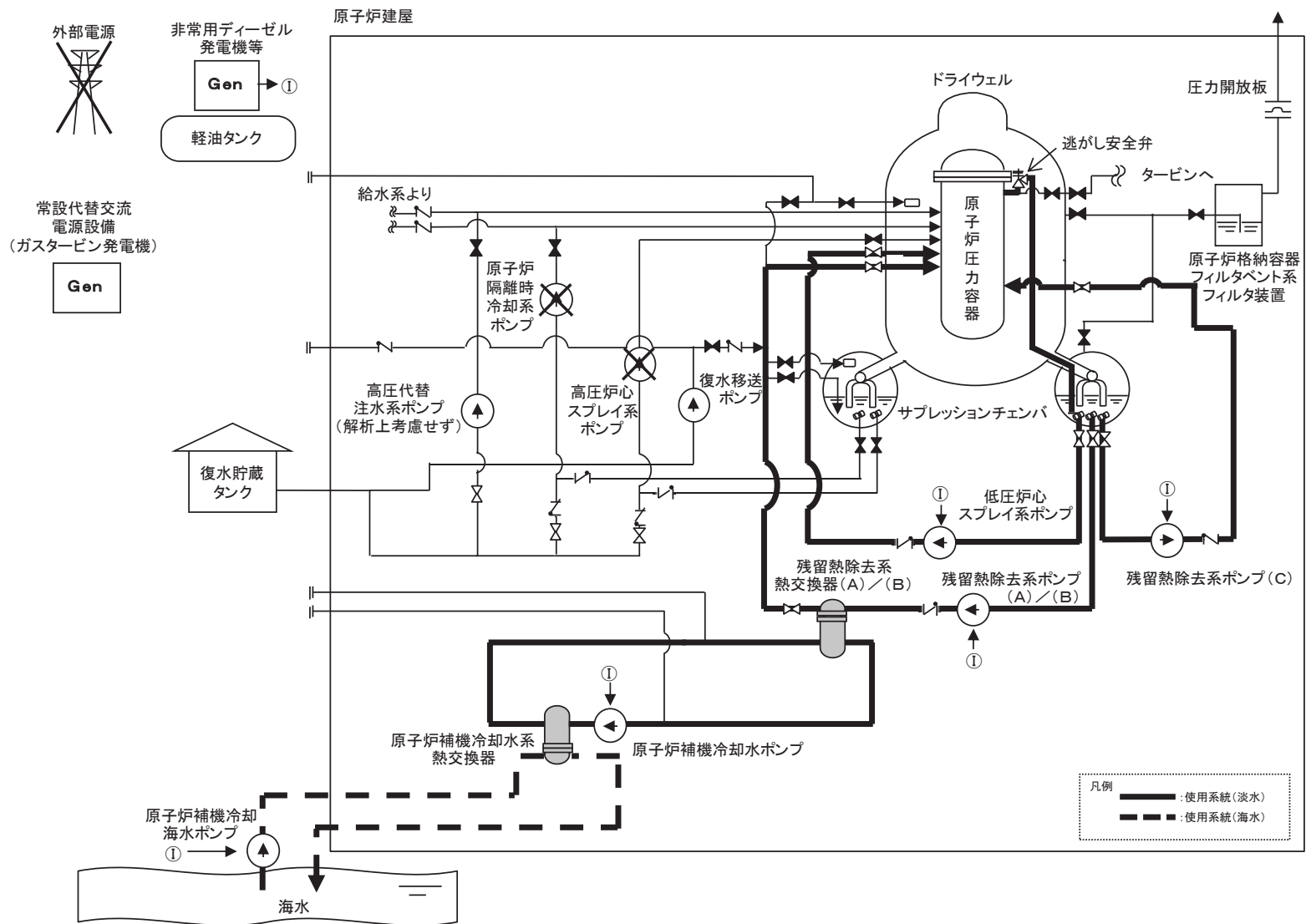
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッションプール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

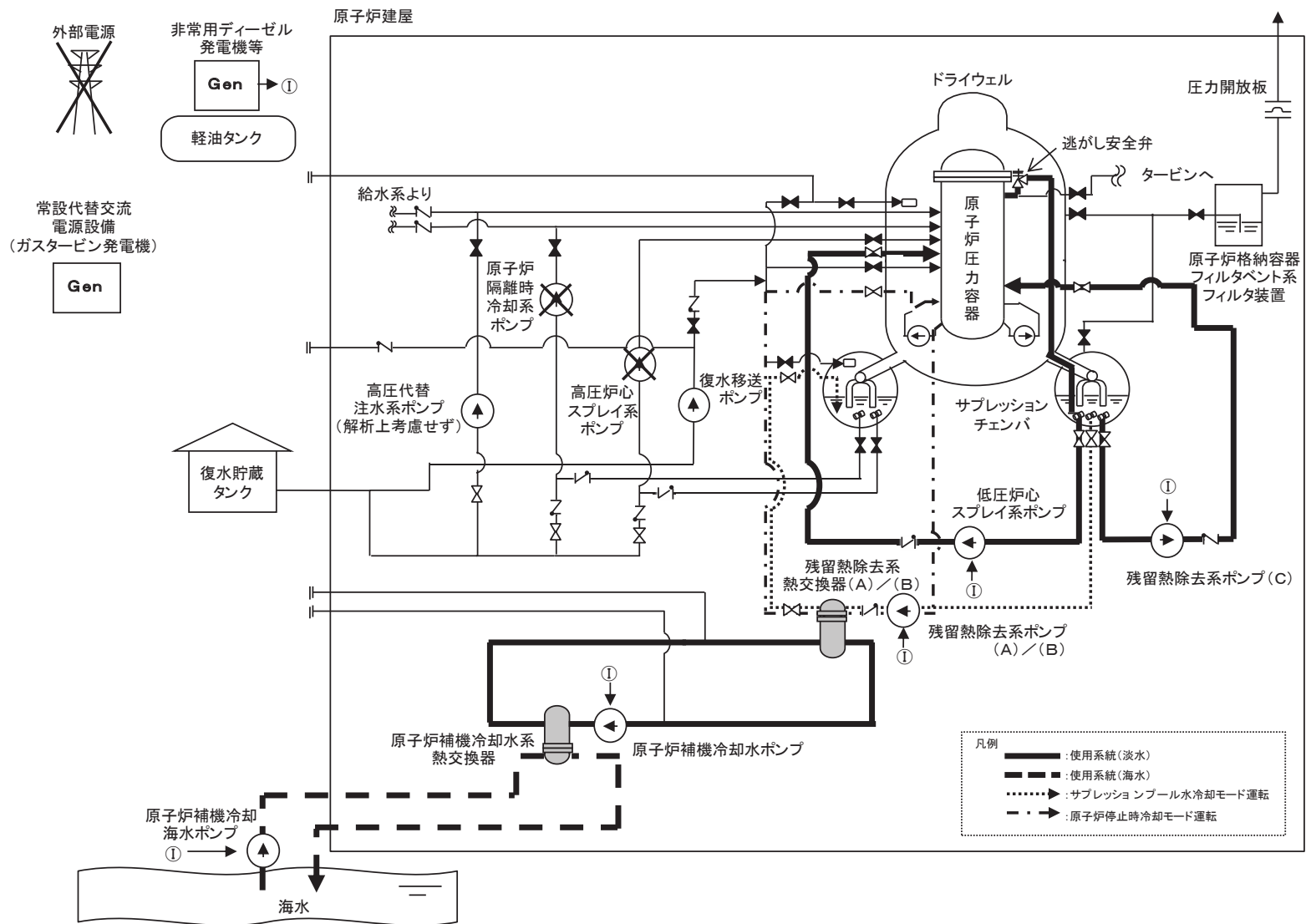
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

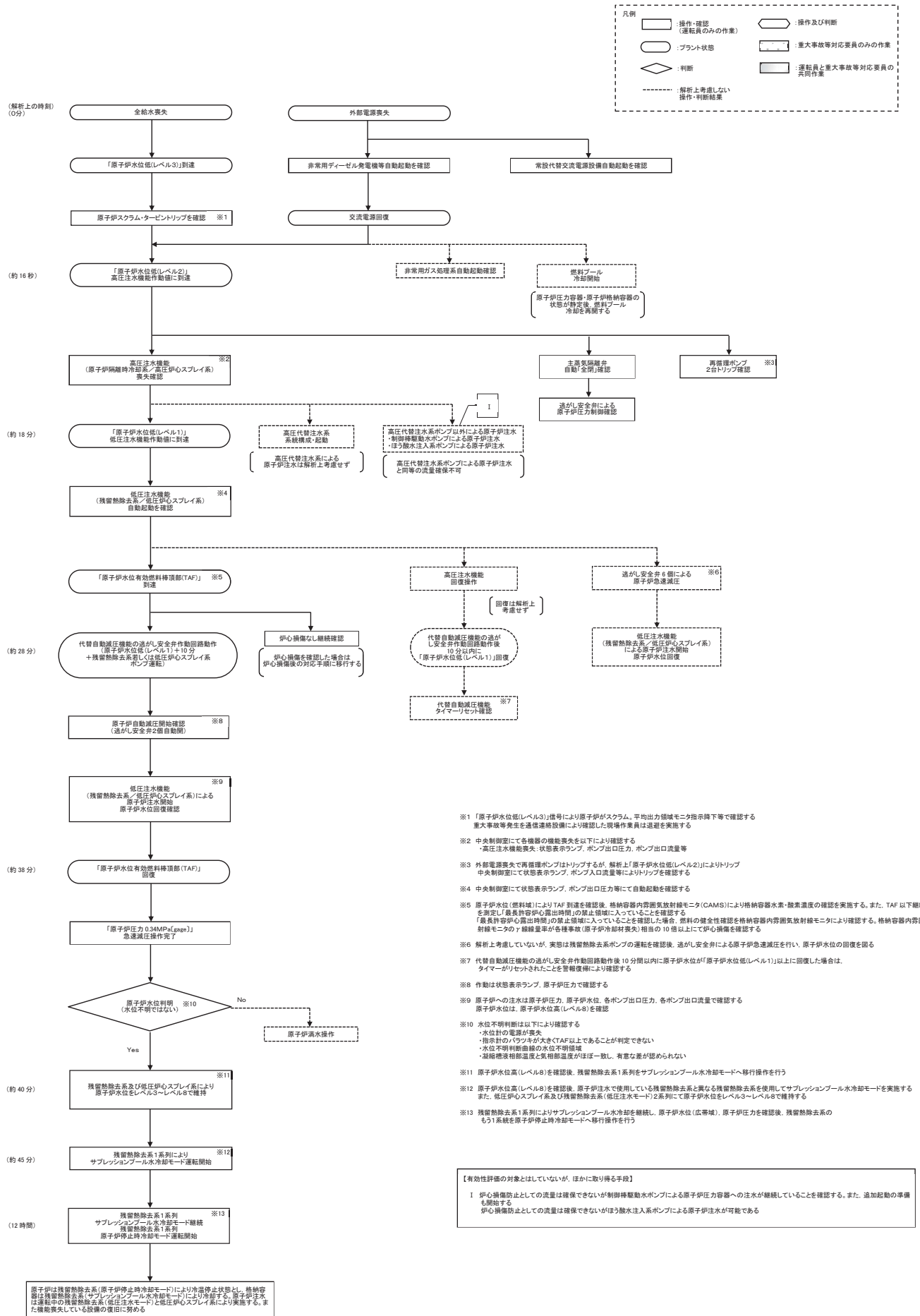
以上のことから、代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッションプール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。



第 2. 2. 1 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/2)
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.2.2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/2)
(原子炉注水, 格納容器除熱及び原子炉冷却)



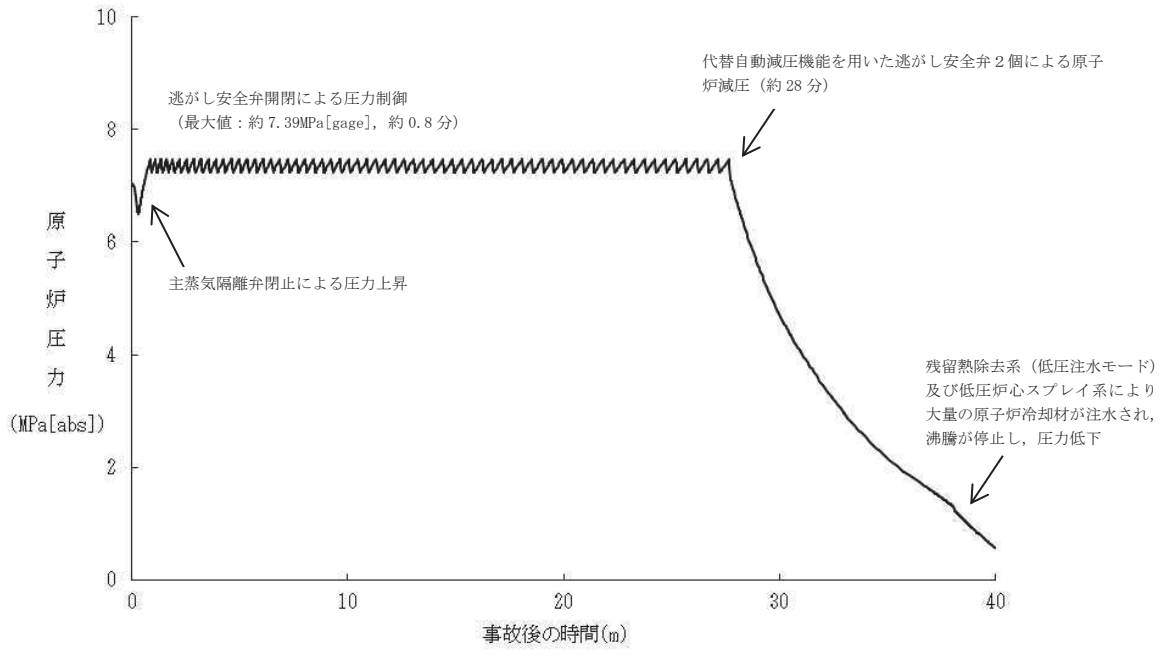
第 2.2.3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要

必要な要員と作業項目				経過時間(分)											経過時間(時間)	備考					
作業項目	実施場所・必要人員数			作業の内容	10m	20m	30m	40m	50m	1h	3h	5h	7h	11h	12h	13h	14h				
	責任者	発電課長	1人		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約16秒原子炉水位低 (レベル2)到達																
	指揮者	発電副長	1人			▽約15分 高圧代替注水系統機能喪失															
	連絡連絡者	発電所対策本部要員	6人			▽約18分 原子炉水位低(レベル1)到達	▽約23分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達	▽約28分 代替自動減圧機能による原子炉減圧	▽約38分 原子炉水位有効燃料棒頂部回復	▽約40分 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)へ移行											
運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員	▽約12時間 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)開始																		
状況判断	3人 A,B,C	-	-	10分	-全給水喪失確認	-外部電源喪失確認	-原子炉スクラム・タービントリップ確認	-非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	-常設代替交流電源設備自動起動確認	-再循環ポンプトリップ確認	-高圧注水機能(原子炉隔離時冷却系/高圧炉心スプレイ系)喪失確認	-主蒸気隔離弁全閉確認。逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	-非常用ガス処理系自動起動確認(解析上考慮せず)								
高圧代替注水系統起動操作 (解析上考慮せず)	1人 [C]	-	-	5分	-高圧代替注水 系統構成・起動操作																
低圧ECCS起動	1人 [B]	-	-	5分	-低圧注水機能(残留熱除去系/低圧炉心スプレイ系)自動起動確認																
原子炉減圧確認	1人 [A]	-	-	5分	-逃がし安全弁 2個 自動開放確認																
低圧ECCS注水	1人 [B]	-	-		-低圧注水機能(残留熱除去系/低圧炉心スプレイ系)による原子炉注水開始。原子炉水位回復確認																
高圧注水機能喪失調査、復旧操作 (回復は解析上考慮せず)	-	-	-		-給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系機能回復																
燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	1人 [B]	-	-	30分	-スキマサージタンク水位調整																
燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	1人 [B]	-	-	10分	-燃料プール冷却浄化系 系統構成・再起動																
残留熱除去系1系統 (サブプレッションプール水冷却モード)運転	1人 [A]	-	-	5分	-残留熱除去系 低圧注水モードからサブプレッションプール水冷却モードへ切り替え																
残留熱除去系1系統 (原子炉停止時冷却モード)運転	1人 [A]	-	-	1時間	-残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備																
残留熱除去系1系統 (原子炉停止時冷却モード)運転	1人 [A]	-	-	30分	-残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード起動による原子炉冷却材温度調整																
必要人員数 合計	3人 A~C	-	-																		

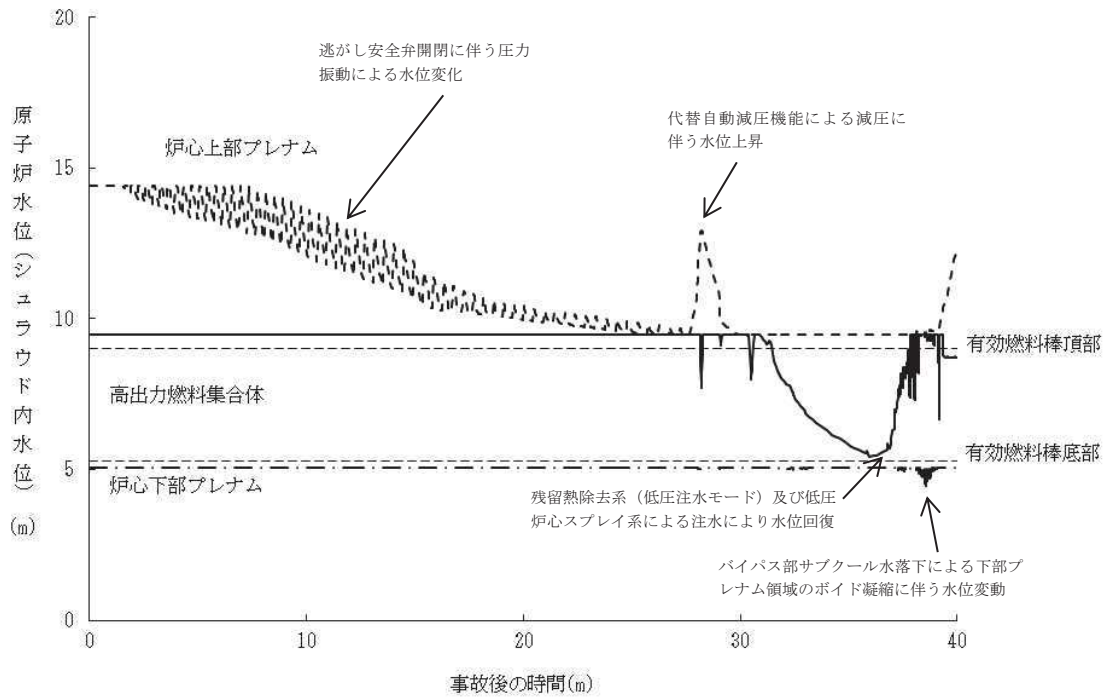
【 】は他作業後移動してきた要員

重大事故等対策要員	運転員	5
	重大事故等対応要員	0
	発電所対策本部要員	6
合計		11
発電所常駐要員		31

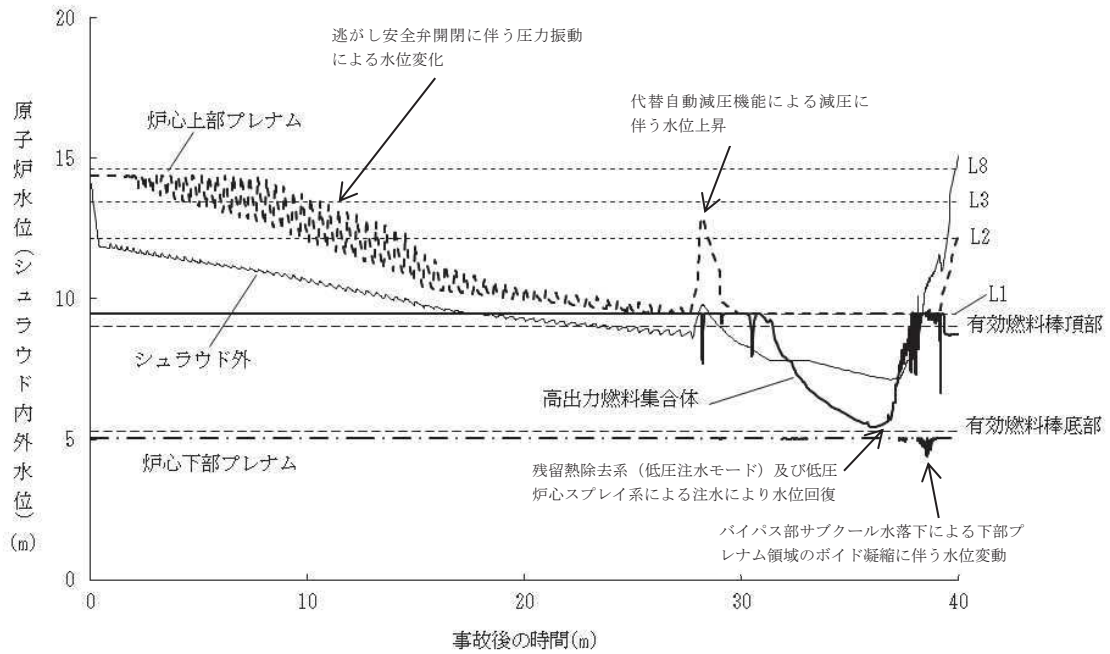
第 2.2.4 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間



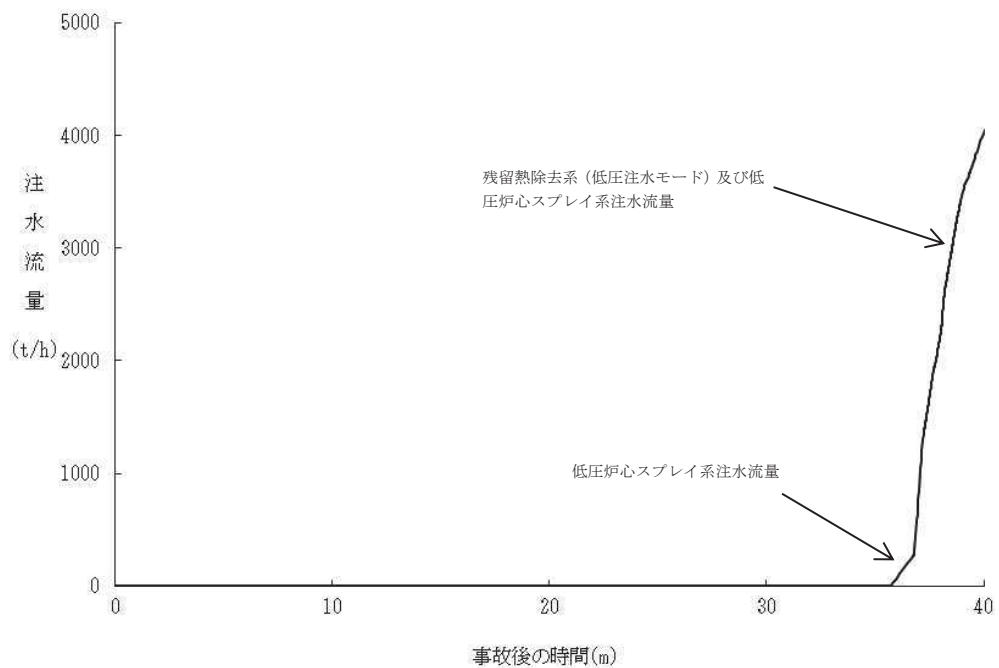
第 2.2.5 図 原子炉圧力の推移



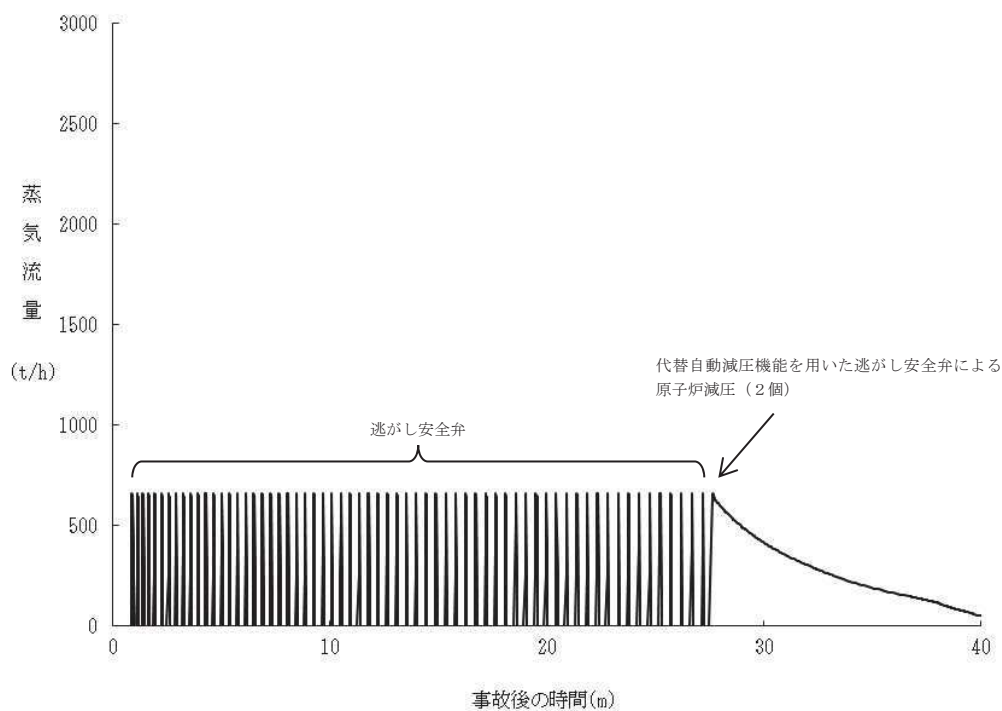
第 2.2.6 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



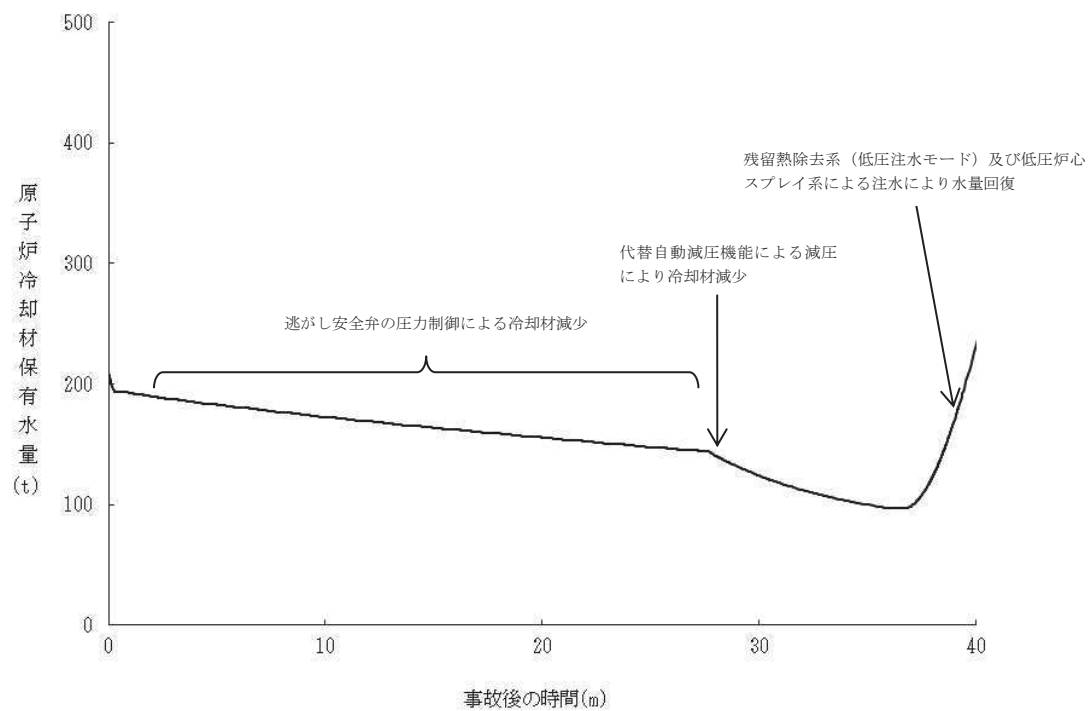
第 2.2.7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



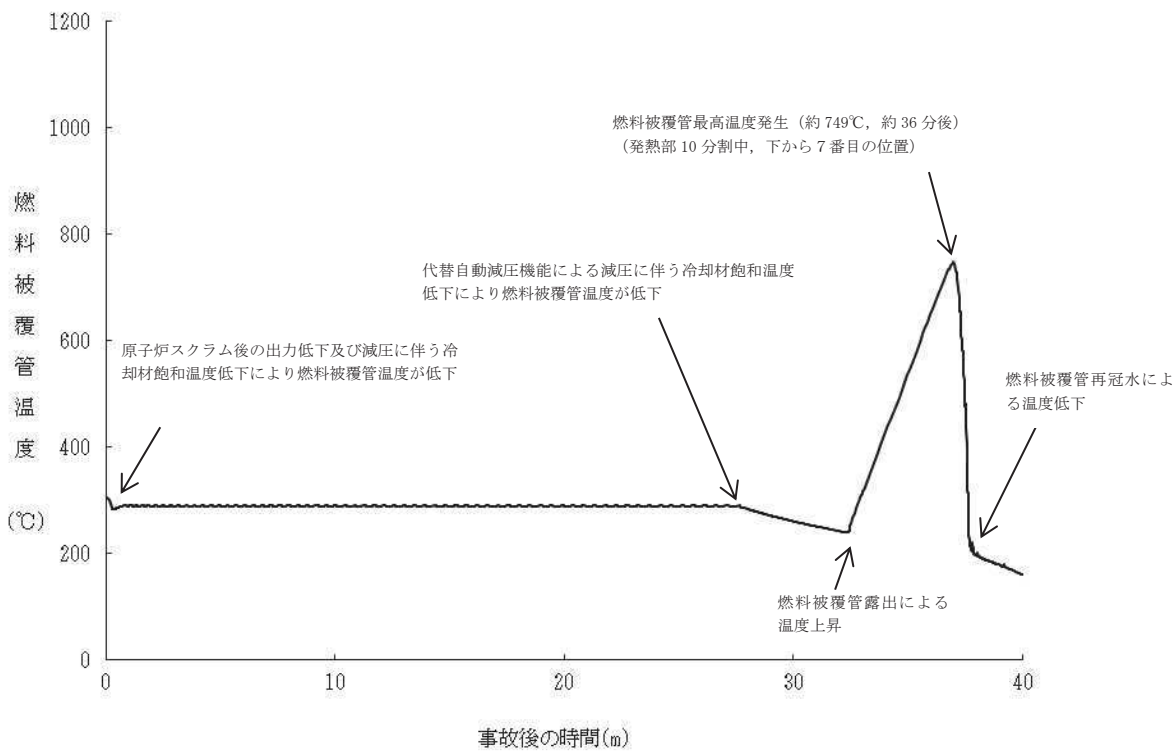
第 2.2.8 図 注水流量の推移



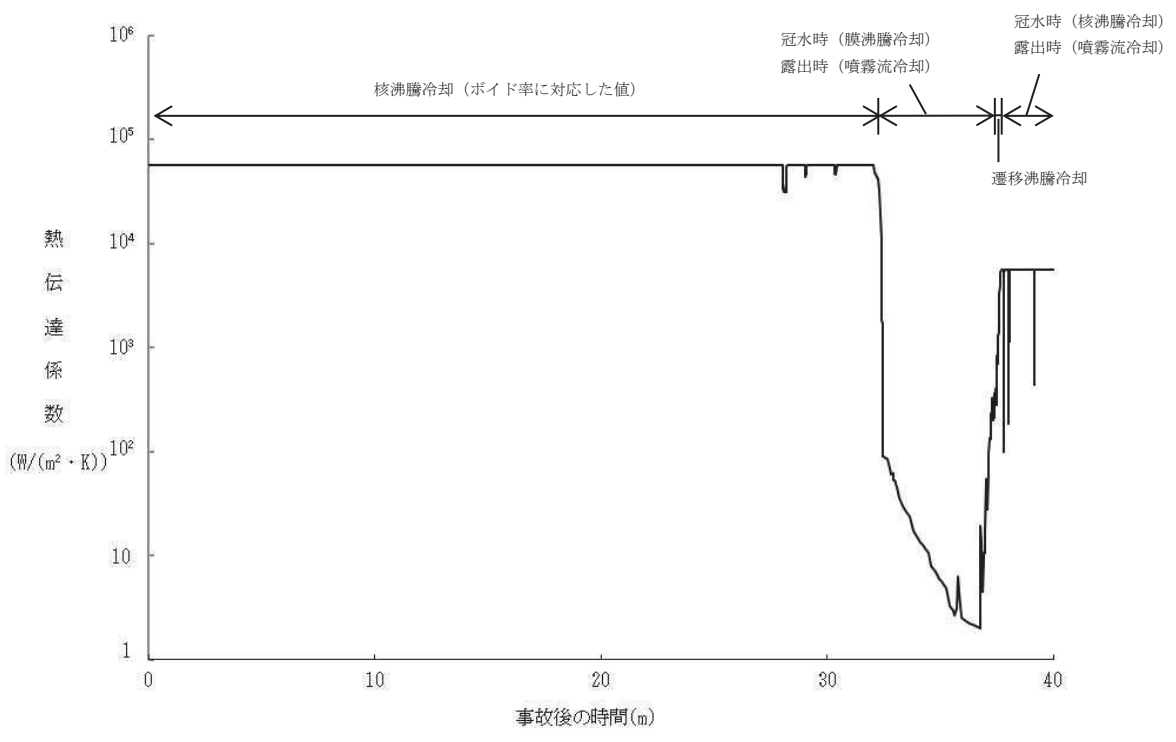
第 2. 2. 9 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



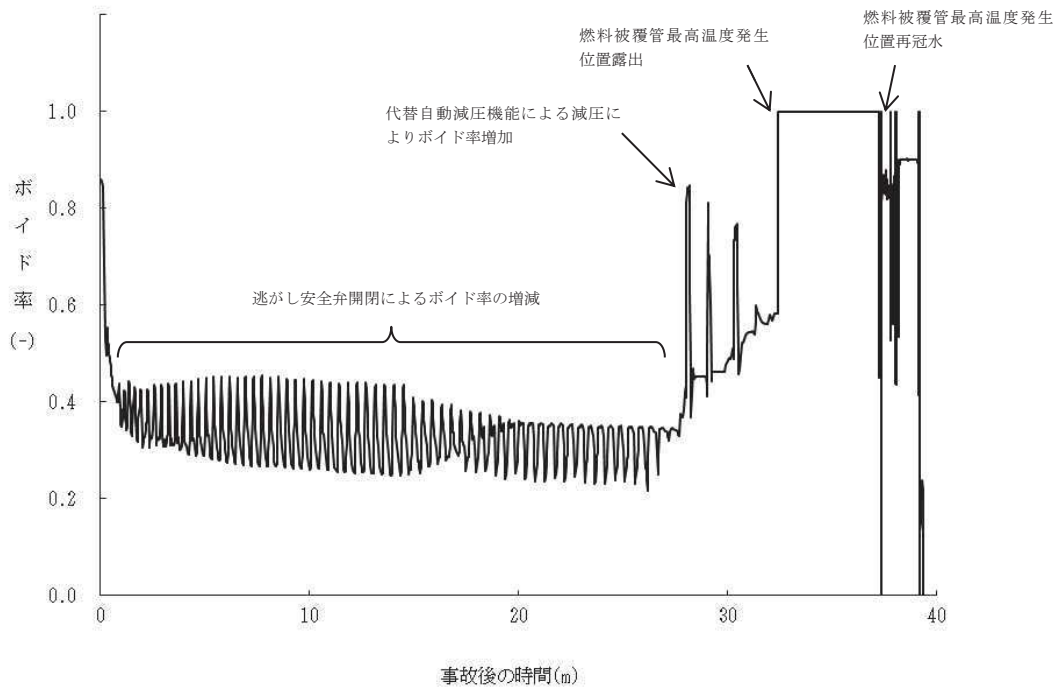
第 2. 2. 10 図 原子炉压力容器内保有水量の推移



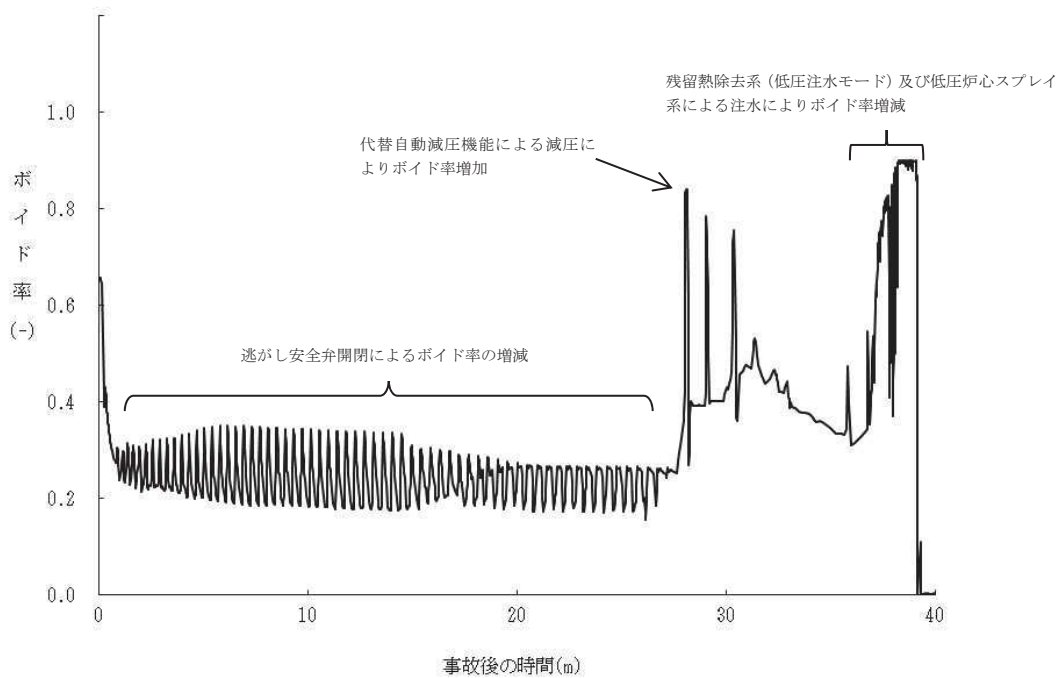
第 2. 2. 11 図 燃料被覆管温度の推移



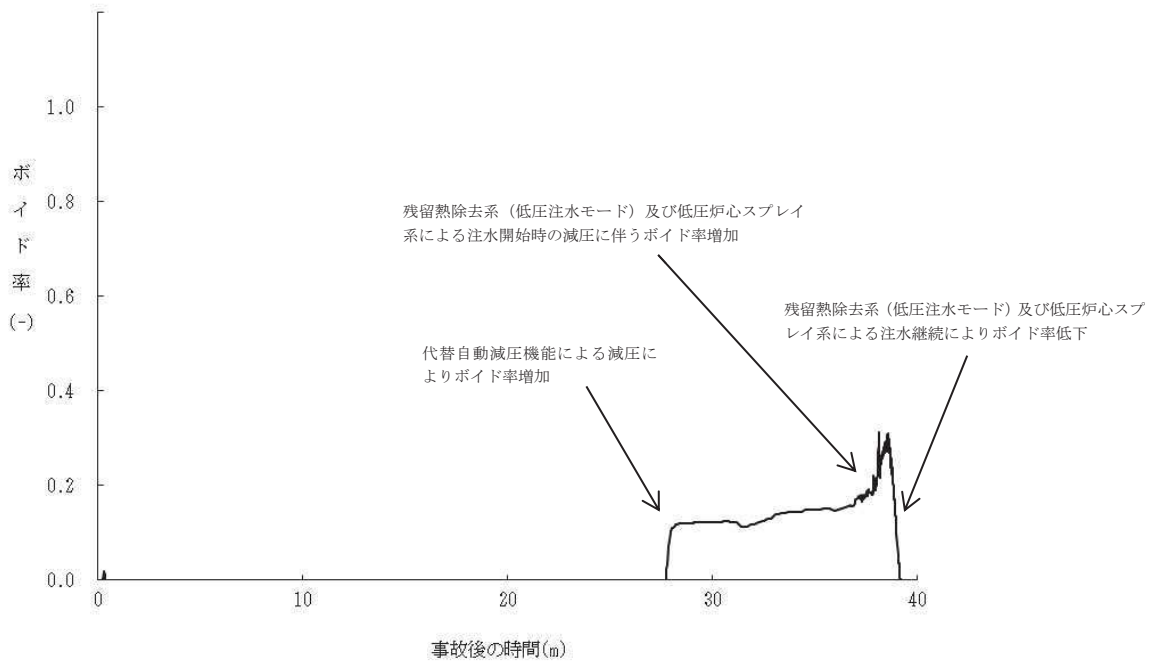
第 2. 2. 12 図 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移



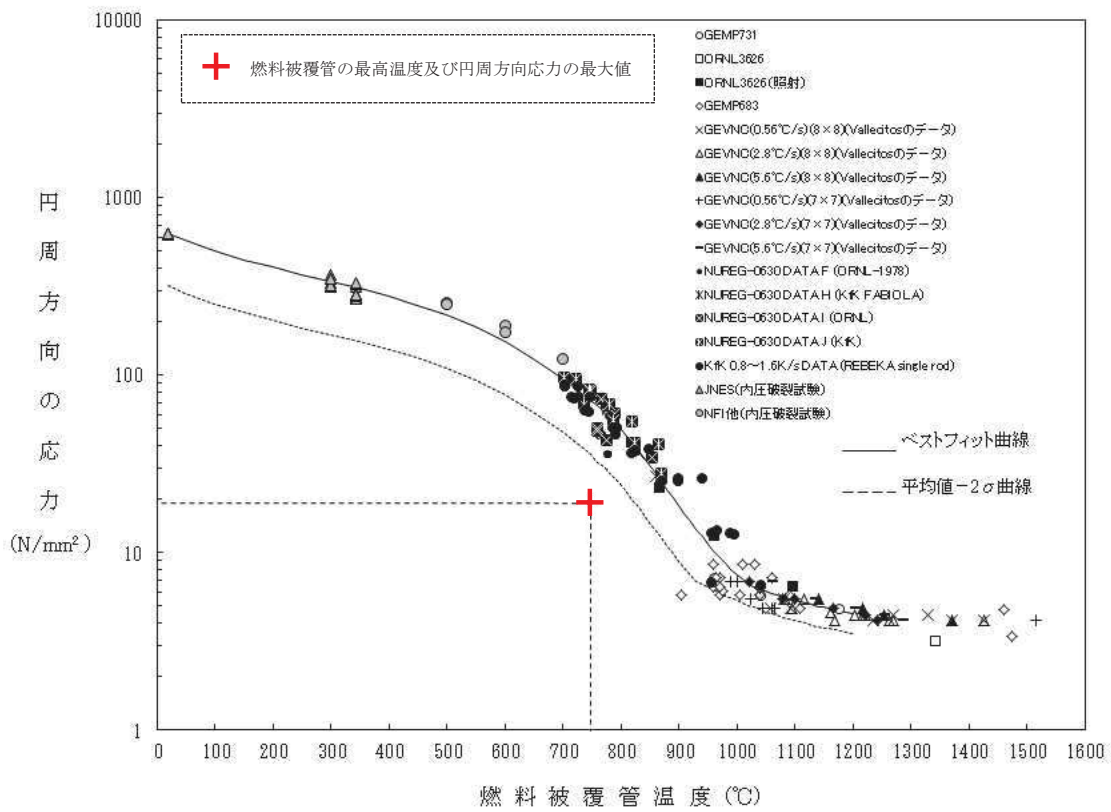
第 2. 2. 13 図 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移



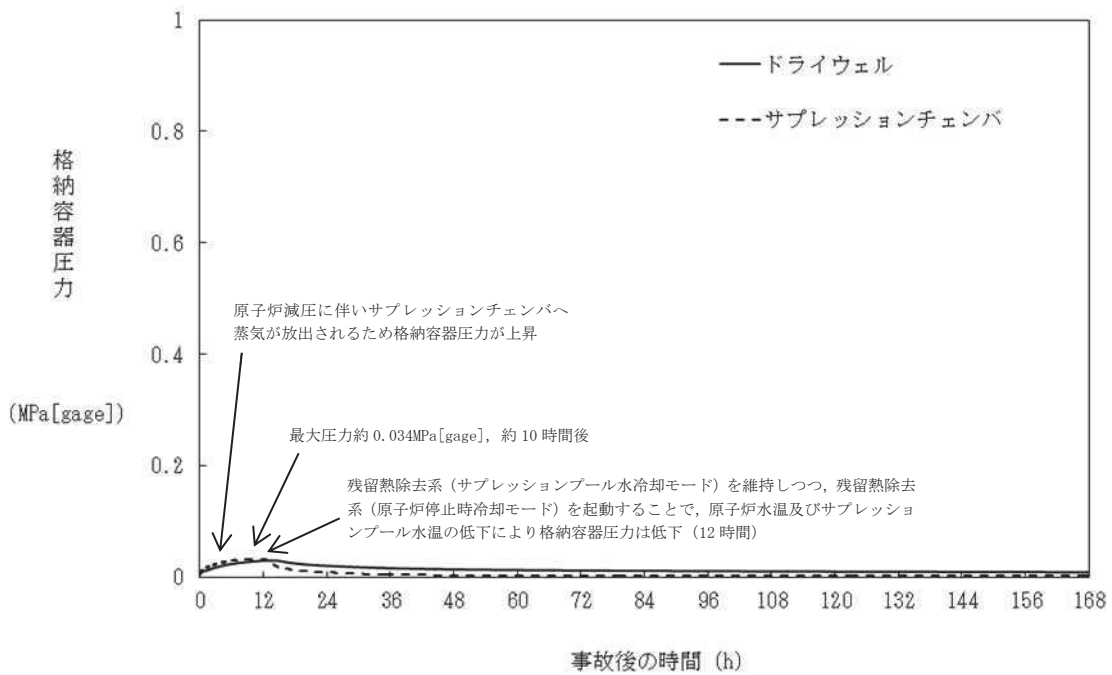
第 2. 2. 14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



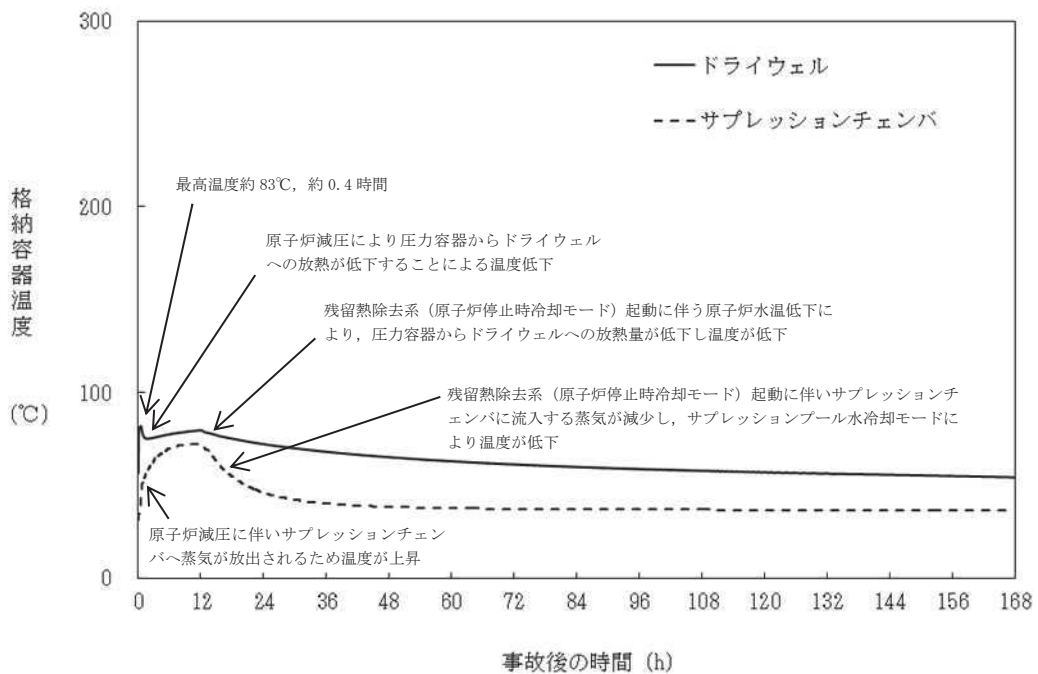
第 2.2.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



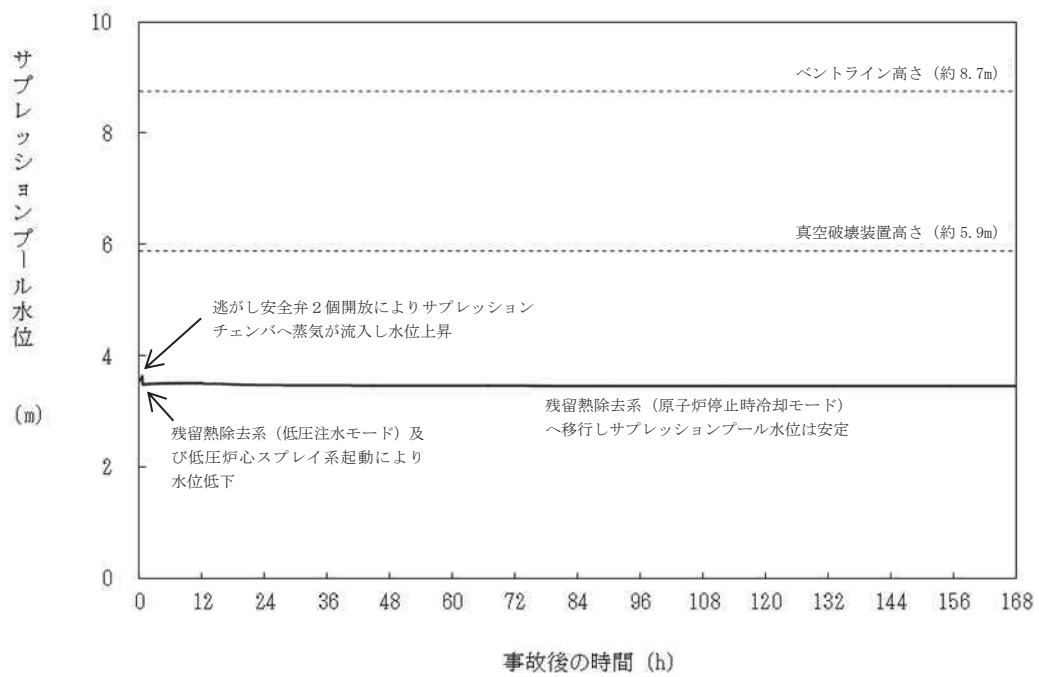
第 2.2.16 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



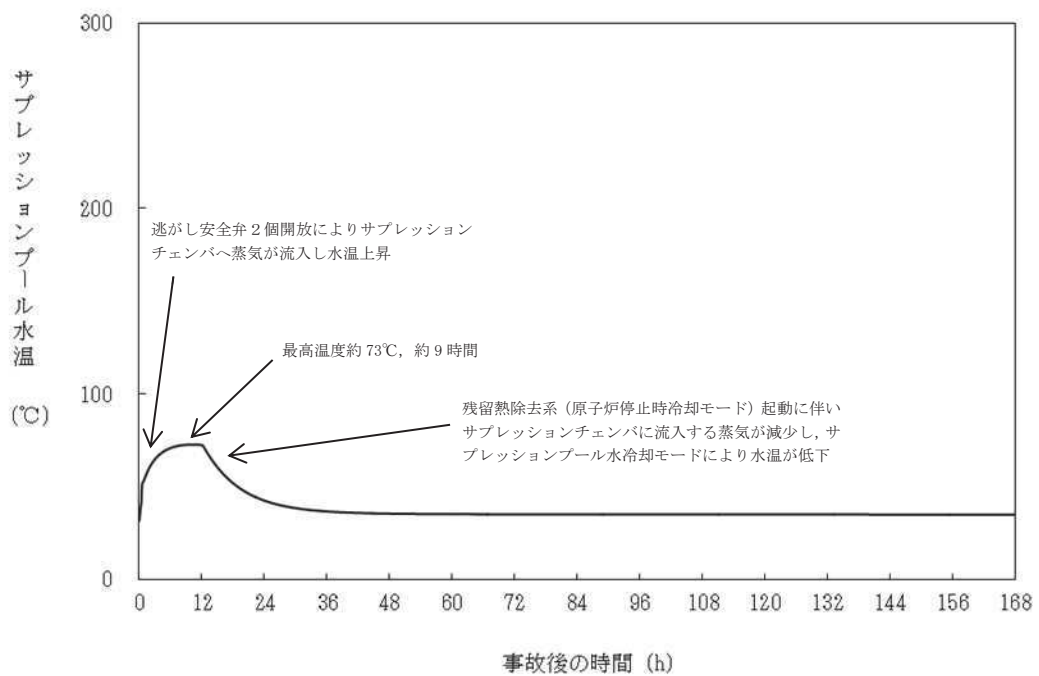
第 2.2.17 図 格納容器圧力の推移



第 2.2.18 図 格納容器温度の推移



第 2.2.19 図 サプレッションプール水位の推移



第 2.2.20 図 サプレッションプール水温の推移

第 2.2.1 表 「高圧注水・減圧機能喪失時」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	・運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失したことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能（原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系）喪失確認	・原子炉水位低（レベル2）信号による原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量計等の指示が上昇しないこと等により高圧注水機能喪失を確認する。低圧注水機能は原子炉水位低（レベル1）信号にて自動起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない	【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【低圧炉心スプレイ系】	—	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】
高圧代替注水系による原子炉水位回復	・高圧注水機能の喪失を確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
代替自動減圧機能による逃がし安全弁動作確認	・原子炉水位低（レベル1）の10分後及び残留熱除去系若しくは低圧炉心スプレイ系ポンプ運転時に、代替自動減圧機能により逃がし安全弁2個が開き、原子炉が急速減圧されることを確認する	代替自動減圧機能 逃がし安全弁	—	原子炉水位 原子炉圧力
低圧注水機能（残留熱除去系／低圧炉心スプレイ系）による原子炉注水	・原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【低圧炉心スプレイ系】 【サブプレッションチェンバ】	—	原子炉水位 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転	・低圧注水機能による原子炉水位維持を確認後、残留熱除去系1系列によりサブプレッションプール水冷却モード運転を開始する	【残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）】	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッションプール水温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.2.1 表 「高圧注水・減圧機能喪失時」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	・残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転により，サブプレッションプール水温が静定することを確認後，サブプレッションプール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉圧力容器温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

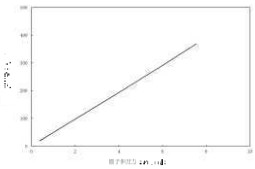
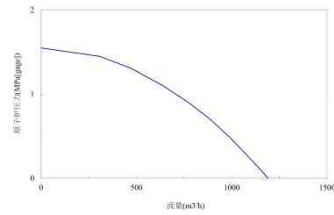
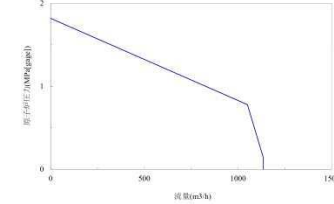
第 2.2.2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（1/4）

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

第 2.2.2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を、原子炉減圧機能として手動減圧の失敗を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源は使用できないものと仮定する。ただし、外部電源がない場合は、事象発生と同時に再循環ポンプはトリップし、外部電源がある場合と比べて原子炉水位の低下が緩やかになることから、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップするものとする。原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第 2.2.2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（3/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	事象発生と同時にスクラムせず，原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル2）	原子炉再循環系のインターロックとして設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	主蒸気隔離弁の設計値として設定
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個，356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個，360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個，363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個，367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		代替自動減圧機能により自動減圧機能付き逃がし安全弁の2弁を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達から10分後 作動数：2個 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にてポンプ3台が自動起動 1,136m ³ /h（ポンプ1台当たり，0.14MPa [dif]において）	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 〈ポンプ1台当たりの注水特性〉 
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1,050m ³ /h（ポンプ1台当たり，0.78MPa [dif]において）	低圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基当たり約8.8MW（サブプレッションプール水温又は原子炉冷却材温度52℃，海水温度26℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	

第 2.2.2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード） 運転操作	原子炉水位高（レベル8） 到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 運転操作	事象発生 12 時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について

1. はじめに

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては、原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下したことを確認した後、事象発生12時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは、過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは、平成17年8月16日に発生した宮城県沖地震時における女川原子力発電所2号炉の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。

2. 宮城県沖地震時の実績

以下に、宮城県沖地震時の女川原子力発電所2号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転までの時系列を示す。

8月16日	11:46	地震発生，原子炉スクラム	
8月17日	0:09	～ RHR A系 起動（フラッシング）	} 残留熱除去系の 起動準備操作
	4:03	～ RHR A系 配管ウォーミング	
	4:39	RHR A系 原子炉停止時冷却モード起動	

上記に示すとおり、起動準備から約4.5時間で残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始している。

3. まとめ

2. に示したとおり、宮城県沖地震時の原子炉スクラム停止時においても、女川原子力発電所2号炉においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約4.5時間で運転を開始している実績がある。

したがって、本解析で操作開始時間として設定している事象発生12時間以内に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。

以 上

安定状態について

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から 12 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

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）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（SAFER）（1/2）

【SAFER】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL、ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（冠水後の流量調整操作）には変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、本解析においては残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転により格納容器除熱操作を実施し、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後のジルコニウム-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、概ね保守的な結果を与えるものとする。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの放射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作は、シュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（SAFER）（2/2）

【SAFER】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。 なお、原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水タイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に到達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (MAAP)

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高め、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝導				
	サブプレッションプール水冷却				

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1/2）

項目	解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	2,435MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、燃料棒最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、燃料棒最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	炉心流量	35.6×10 ³ t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、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、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合は、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力的特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレー系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約32.6GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器容積(ドライウエル)	7,950m ³	7,950m ³ (設計値)	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器容積(サブプレッションチェンバ)	7,950m ³	7,950m ³ (設計値)	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによるサブプレッションプール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位(3.55m)の熱容量は約2,850m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m)の熱容量は約10m ³ 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器温度(ドライウエル)	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇が遅くなる。残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率(平均)は12時間当たり約29kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料の容量	約880kL	約880kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/2）

項目		解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）の不確かさ 解析条件		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
		解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	—	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，原子炉減圧機能として手動減圧の失敗を設定			
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源なしを重畳させることでより厳しい状態を設定。 なお，炉心冷却性上厳しくする観点から，再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとする	仮に外部電源がある場合は，再循環ポンプは事象発生と同時にトリップしないため，原子炉水位の低下が早くなることが考えられるが，解析条件として考慮していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	仮に外部電源がある場合は，再循環ポンプは事象発生と同時にトリップしないため，原子炉水位の低下が早くなることが考えられるが，解析条件として考慮していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	事象発生と同時にスクラムせず，原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル2）	原子炉水位低（レベル2）	原子炉再循環系のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	原子炉水位低（レベル2）	主蒸気隔離弁の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		代替自動減圧機能による逃がし安全弁の2弁開による原子炉急速減圧	代替自動減圧機能による逃がし安全弁の2弁開による原子炉急速減圧	代替自動減圧機能による逃がし安全弁の2弁開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にてポンプ3台が自動起動 1,136m ³ /h（ポンプ1台当たり，0.14MPa [dif]において）	原子炉水位低（レベル1）にてポンプ3台が自動起動 1,136m ³ /h（ポンプ1台当たり，0.14MPa [dif]において）	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1,050m ³ /h（ポンプ1台当たり，0.78MPa [dif]において）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1,050m ³ /h（ポンプ1台当たり，0.78MPa [dif]において）	低圧炉心スプレイ系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 (添付資料 2.2.4)	
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約8.8MW（サブプレッションプール水温又は原子炉冷却材温度52℃，海水温度26℃において）	熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約8.8MW（サブプレッションプール水温又は原子炉冷却材温度52℃，海水温度26℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。		

表3 運転員等操作時間に与える影響, 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

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)切替操作	原子炉水位高(レベル8)到達後(事象発生約40分後)	原子炉水位制御(レベル3~レベル8)を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定	<p>【認知】 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉水位上昇を継続監視することにより、原子炉水位高(レベル8)到達を十分に認知することができる。そのため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)切替操作は制御盤の操作スイッチによる操作であり、電動弁3個の操作所要時間に5分を想定している。よって操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)切替操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>サブプレッションプール水冷却モード運転開始の時間は事象発生から約45分後の操作であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が0.427MPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約45時間後であり、約44時間以上の時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位高(レベル8)到達から電動弁3個の操作を行い、約3分後に残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)切替操作	事象発生12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定	<p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)開始までの時間は、事象発生から12時間あり、十分な時間余裕がある。</p>	—	—	—	<p>プラント停止時の実績から、配管の暖機運転を含め約50分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約20分で操作可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系作動台数の考え方について

1. はじめに

高圧注水・減圧機能喪失は、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（L O C Aを除く。）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が機能喪失するシーケンスであり、低圧非常用炉心冷却系は健全であり、自動起動することを想定していることから、実機挙動を考慮し、残留熱除去系（低圧注水モード）3系列及び低圧炉心スプレイ系により原子炉注水を実施する解析としている。なお、残留熱除去系（低圧注水モード）1系列による原子炉注水を仮定した場合においても、以下のとおり評価項目を満足しており、これにより代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁2弁による原子炉減圧の妥当性を確認している。

2. 残留熱除去系（低圧注水モード）1系列時の解析結果

残留熱除去系（低圧注水モード）1系列により原子炉注水を実施した場合の解析結果を、図1から図3に示す。

残留熱除去系ポンプは低圧炉心スプレイ系ポンプと比較し、揚程が低いことから、原子炉減圧後の注水タイミングが遅くなり、かつ、注水流量が減少し原子炉水位の回復が遅くなることから、燃料被覆管の最高温度は約797℃となるものの、評価項目を満足する（表1参照）。

表1 解析結果

	残留熱除去系（低圧注水モード）×1	残留熱除去系（低圧注水モード）×3, 低圧炉心スプレイ系 （申請解析）
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最大値	約7.69MPa[gage]	約7.69MPa[gage]
燃料被覆管の 最高温度	約797℃ （燃料被覆管の破裂なし）	約749℃ （燃料被覆管の破裂なし）
燃料被覆管の 酸化量	約1%	約1%

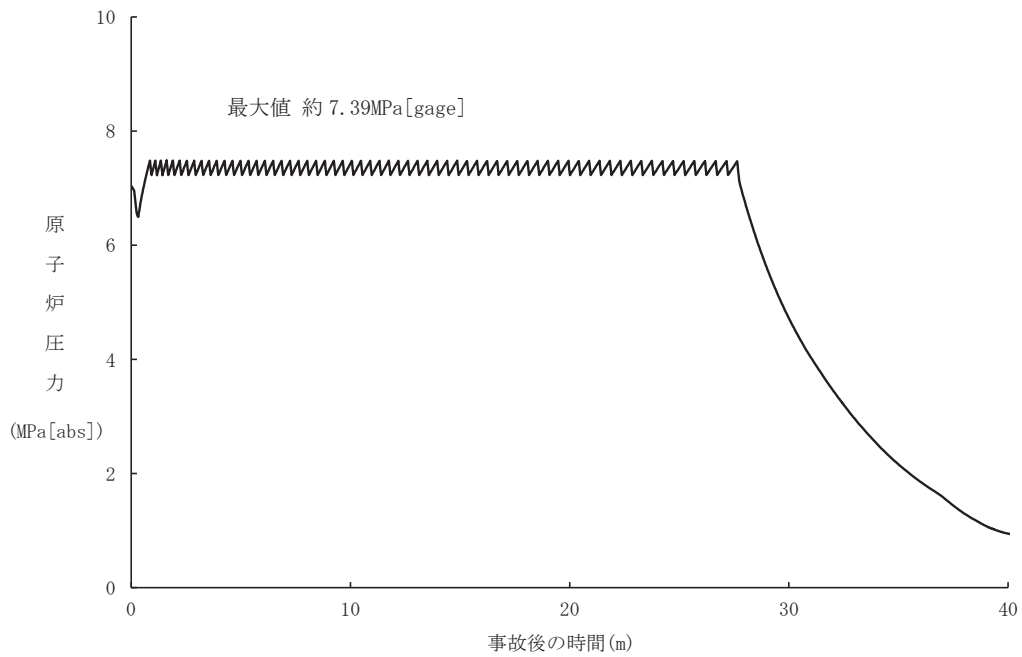


図1 原子炉圧力の推移
(残留熱除去系 (低圧注水モード) 1系列時)

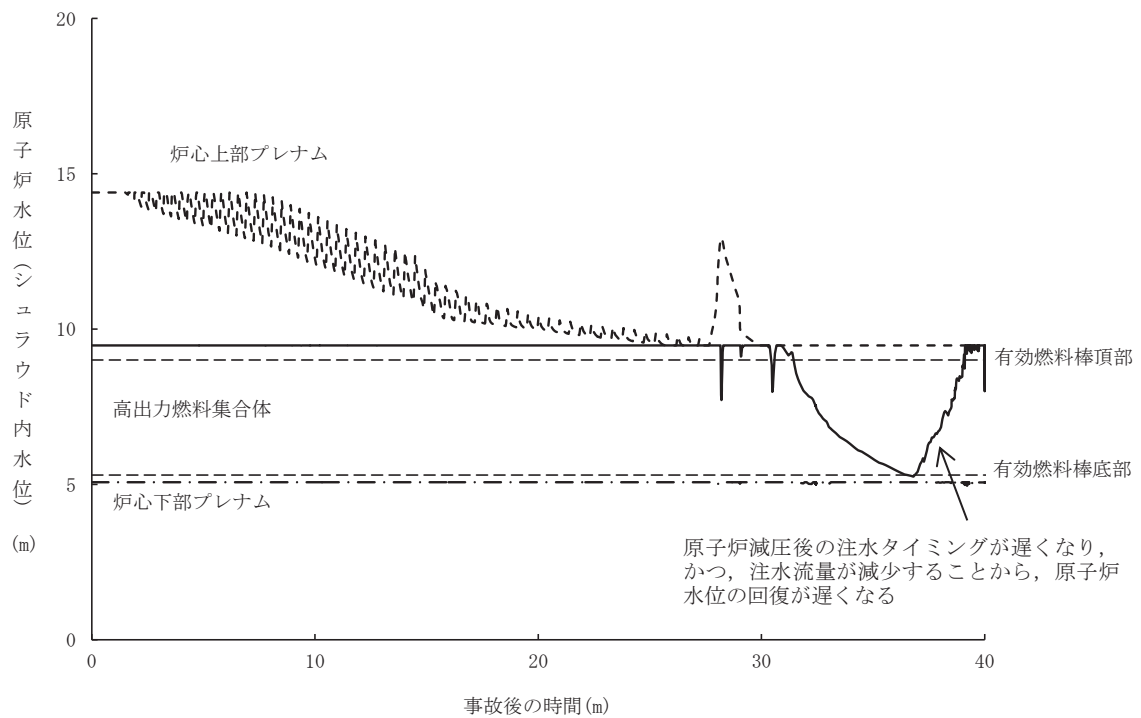


図2 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移
(残留熱除去系 (低圧注水モード) 1系列時)

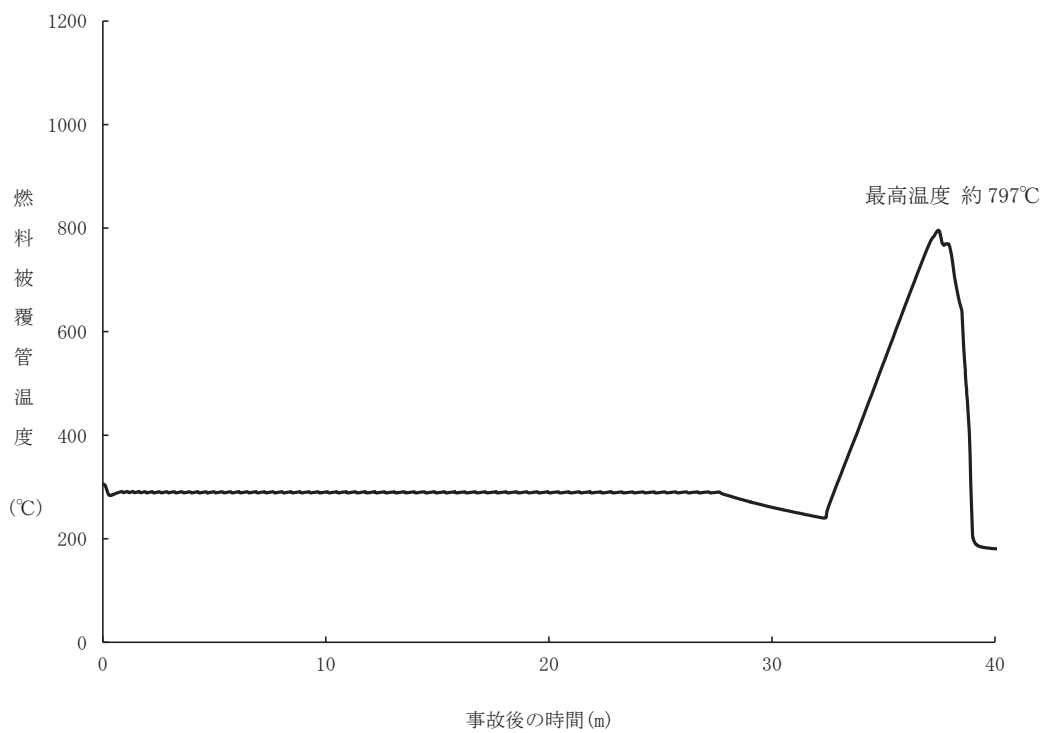


図3 燃料被覆管温度の推移
(残留熱除去系 (低圧注水モード) 1系列時)

7 日間における燃料評価結果について
(高圧注水・減圧機能喪失)

1. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 高圧注水・減圧機能喪失は2号炉を想定。保守的に全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 事象発生～事象発生2時間 ^{※1} (2h) (A) 1,736L/h×1台×2h=約4kL (B) 1,736L/h×1台×2h=約4kL 事象発生2時間後～事象発生7日間 (166h) (A) 1,322L/h×1台×166h=約220kL (B) 1,139L/h×1台×166h=約190kL 7日間合計 約418kL
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 358L/h×1台×168h=約61kL
	事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h)	常設代替交流電源設備 2台起動 ^{※3} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL
合計		7日間の軽油消費量 約505kL
判定		2号炉の軽油タンク約580kL及びガスタービン発電設備軽油タンク約300kLの容量(合計)は約880kLであり、7日間対応可能

※1 「原子炉水位低(レベル1)」信号(事象発生約18分後)により一部の負荷(タービン発電機関連の機器等)が自動停止するが、評価上は保守的に事象発生2時間後に負荷が自動停止するものと想定。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

※3 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋(600kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。なお、ガスタービン発電設備軽油タンクから軽油を抽出する場合にはその時点で常設代替交流電源設備を停止する。

2.5 原子炉停止機能喪失

2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋原子炉停止失敗」、②「中小破断LOCA＋原子炉停止失敗」及び③「大破断LOCA＋原子炉停止失敗」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「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替制御棒挿入機能又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、制御棒挿入機能喪失時の ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）（以下、「自動減圧系作動阻止機能」という。）及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 2.5.1 図から第 2.5.3 図に、手順の概要を第 2.5.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.5.1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。必要な要員と作業項目について第 2.5.5 図に示す。

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

a. 原子炉スクラム失敗確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。

原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ 2 台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。

b. 格納容器圧力上昇による E C C S 起動確認

逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) により、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) が自動起動する。

格納容器圧力上昇による E C C S 起動を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量等である。

c. 原子炉隔離時冷却系起動確認

原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始される。

原子炉隔離時冷却系の起動を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。

d. 自動減圧系作動阻止機能作動確認

「中性子束高 (10%以上)」かつ「原子炉水位低 (レベル 2)」信号により自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動が阻止されることを確認する。

自動減圧系作動阻止機能作動の確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニター等である。

e. 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確認

主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、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が継続しているため炉心の冠水は維持される。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、各系統のポンプ出口流量等である。

f. 高圧炉心スプレイ系水源自動切替確認

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

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

g. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作

サプレッションプール水温 49°C 到達を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は未臨界に至る。

原子炉の未臨界確保を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニター等である。

h. 高圧炉心スプレイ系水源切替操作

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

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

i. 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）運転

事象発生時点で、サプレッションプール水温は 32°C に到達し、その後も逃がし安全弁の作動によりサプレッションプール水温は上昇し続ける。サプレッションプール水温が 32°C に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の運転を開始し、格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）運転による格納容器除熱

を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量及びサプレッションプール水温度である。

以降、炉心冷却及び格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。

2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドップラ／ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化、気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）、ほう酸水の拡散、並びに原子炉格納容器におけるサプレッションプール水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プラント動特性解析コード REDY、単チャンネル熱水力解析コード SCAT により中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッションプール水温、格納容器圧力等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.5.2 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. 初期条件

(a) 炉心流量

代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による出力抑制効果が小さく、また、初期ボイド率が大きいことで圧力上昇時の出力上昇が大きくなる低流量側の流量である 30.3×10^3 t/h（定格炉心流量の 85%）を設定する。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

- i. 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する
- ii. 手動での原子炉スクラムは実施できないものと仮定する
- iii. 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。

(添付資料 2.5.1)

(d) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッションプール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

代替原子炉再循環ポンプトリップ機能は、原子炉圧力高 (7.35MPa[gage]) 又は原子炉水位低 (レベル2) により再循環ポンプがトリップするものとする。なお、再循環ポンプが1台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力-低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁 (11個) は、容量として1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 電動機駆動原子炉給水ポンプ

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプがトリップした後、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップするものとする。

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低 (レベル2) で自動起動し、90.8m³/h (原子炉圧力 7.86 ~ 1.04MPa[gage]) において) の流量で注水するものとする。

(f) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系は原子炉水位低（レベル2）又はドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）で自動起動し、設計値 318～1,050m³/h（7.79～1.38MPa[dif]）において）を満足する機器の性能特性を考慮した流量で注水するものとする。

(g) 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能

制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能は、中性子束高（10%以上）及び原子炉水位低（レベル2）にて作動するものとする。

(h) ほう酸水注入系

ほう酸水注入系はサプレッションチェンバのプール水温 49℃から 10 分間が経過した時点で手動起動し、163 リットル/分の流量及びほう酸濃度 12.1wt%で注入するものとする。

(i) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基あたり約 8.8MW（サプレッションプール水温 52℃、海水温度 26℃において）とする。

d. 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) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）切替操作は、事象発生から 10 分後に開始するものとする。また、サプレッションプール水の冷却開始は、切替操作から 10 分後（事象発生 20 分後）とする。

(b) ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入操作は、サプレッションプール水温が 49℃に到達した時点から 10 分後（事象発生約 11 分後）に開始するものとする。

(c) 高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、事象発生から 15 分後（サプレッションプール水温 100℃到達前）に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、逃がし安全弁流量、高圧炉心スプレイ系＋原子炉隔離時冷却系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5.6 図から第 2.5.19 図に、サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移を第 2.5.20 図に示す。

※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）はシュラウド外の水位であることからシュラウド外の水位を示す。

a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムは失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が上昇するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 961℃まで上昇する。約 2 秒後に原子炉圧力高信号 (7.35MPa[gage]) で代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により再循環ポンプがトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来、この原子炉圧力高信号で作動する。

主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水は継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束が低下するが、その後、徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクールが増加するためである。出力増加の過程においても燃料棒表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に上昇するが、初期のピーク温度 (約 961℃) 未満となる。

逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により放出される主蒸気により、格納容器圧力が上昇し、事象発生から約 46 秒後にドライウェル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) により高圧炉心スプレイ系が起動する。また、原子炉水位が一時的に低下することから、事象発生から約 50 秒後に、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系も起動する。サプレッションプール水温も上昇し、事象発生から約 89 秒後にサプレッションチェンバのプール水温は 49℃に達し、その後も上昇傾向が継続する。合わせて、サプレッションプール水位も上昇し、事象発生から約 116 秒後に高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクからサプレッションプールに自動で切替わる。

事象発生から約 135 秒後に復水器ホットウェルの水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、原子炉水位低 (レベル 1) に到達するが、自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動は阻止される。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続しているため、炉心は冠水維持される。

事象発生から 10 分後に、残留熱除去系のサプレッションプール水冷却モードの切替操作を開始し、20 分後からサプレッションプール水の冷却を開始する。また、事象発生から約 11 分後に手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入を開始し、事象発生 15 分後から、高圧炉心スプレイ系の水源についてサプレッションプールから復水貯蔵タンクへの切替操作を開始する。ほう酸水注入を開始後、中性子束は徐々に低下し、事象発生から約 38 分後に未臨界に至る。その後は、原子炉水位及びサプレッションプール水の冷却を維持する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の温度は第 2.5.11 図及び第 2.5.12 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力上昇によるボイド減少によって出力が上昇し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 23 秒で最高の約 961℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第 2.5.9 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 9.26MPa[gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、約 9.56MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34 MPa[gage])を十分下回る。

また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサプレッションプール水温は第 2.5.20 図に示すとおり緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.19MPa[gage]、約 113℃以下に抑えられ、原子炉格納容器バウンダリの限界圧力(0.854MPa[gage])及び限界温度(200℃)を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。その後は、原子炉水位及びサプレッションチェンバのプール水の冷却を維持することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.5.2)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)切替操作、ほう酸水注入系運転操作及び高圧炉心スプレイ系の水源切替操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央

ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高め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、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高め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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として MCPR が許容限界値（以下、「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高め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、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な値を用いているため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く、ボロン反応度印加割合が大きくなり未臨界までの時間が早くなるが、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作である高圧炉心スプレイ系水源切替操作に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.5.3）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対

する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉压力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、未臨界までの時間を遅く評価し、サブプレッションプール水温及び格納容器圧力を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.3, 2.5.4)

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件の 30,300t/h (定格流量の 85%) に対して最確条件は定格流量の約 87%~約 104%である。解析条件の不確かさとしては、最確条件とした場合、原子炉圧力の上昇が緩和されるが、事象発生から極短時間での事象であり、その後の事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1.23 に対して最確条件は約 1.31 以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとしては、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ (動的ボイド係数) は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動へ

の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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「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」）。

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことが確認されている（「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」）。

初期条件の外部水源の温度は、解析条件の40℃に対して最確条件は約20℃～約40℃である。外部水源の温度が低い場合は、原子炉への低温の注水が行われるため、事象進展に影響を与え、運転員等操作時間に影響を与える。よって、外部水源の温度が低い場合の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、給水温度、サプレッションプール水量、サプレッションプール水温及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッションプール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件のほう酸水注入系のほう酸濃度は、解析条件の12.1wt%に対して最確条件は10.3wt%～13.4wt%である。ほう酸濃度が低い場合は、ボロン反応度印加割合が小さくなることにより未臨界までの時間が長くなり、事象進展に影響を与えることが考えられるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設

定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが、事象発生から極短時間での動作であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.5.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件の 30,300t/h (定格流量の 85%) に対して最確条件は定格流量の約 87%～約 104%である。解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、原子炉圧力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実際の安全余裕は大きくなる。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1.23 に対して最確条件は約 1.31 以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の核データ (動的ボイド係数) は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇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が、その影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している (「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」)。

初期条件の核データ (動的ドップラ係数) は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇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が、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ (動的ボイド係数) に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している (「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」)。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、給水温度、サプレッションプール水量、サプレッションプール水温及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対し

て変動を与え得るが、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。

初期条件の外部水源の温度は、解析条件の 40℃に対して最確条件は約 20℃～約 40℃である。外部水源の温度が低い場合は、原子炉への低温の注水が行われるため、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、外部水源の温度が低い場合の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

事故条件の外部電源の有無については、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッションプール水温の上昇の観点で厳しくなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、第 2.5.21 図から第 2.5.24 図に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。

機器条件のほう酸水注入系のほう酸濃度は、解析条件の 12.1wt%に対して最確条件は 10.3wt%～13.4wt%である。ほう酸濃度が低い場合は、ボロン反応度印加割合が小さく、未臨界までの時間が長くなるため、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、ほう酸濃度が低い場合の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の 3 秒に対して最確条件は 3 秒以上 5 秒以下であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.3, 2.5.5)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)切替操作は、解析上の操作開始時間として事象発生 10 分後を設定している。また、サプレッションプール水冷却の開始は切替操作から 10 分後(事象発生 20 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、サプレッションプール水

温が 32℃に到達した時点から、状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系運転操作は、解析上の操作開始時間としてサプレッションプール水温が 49℃に到達した時点から 10 分後（事象発生約 11 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、状況把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は 10 分間を想定しているが、ほう酸水注入系の起動操作は、サプレッションプール水温が 49℃に到達した場合、優先して実施する手順となっていること、また本操作は中央制御室内で行う簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、解析上の操作開始時間として事象発生 15 分後（サプレッションプール水温 100℃到達前）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて解析上はサプレッションプール水温が 80℃に到達してから約 6 分を想定しているが、高圧炉心スプレイ系水源の切替操作は、サプレッションプール水温が 80℃に到達され次第、速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、水源切替操作開始時間を早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う簡易なスイッチ操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.5.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）切替操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に操作が遅れた場合、格納容器圧力及びサプレッションプール水温の上昇が大きくなるため、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）切替操作の開始が遅れた場合の

感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

操作条件のほう酸水注入系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合、格納容器圧力及びサプレッションプール水温は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、注水温度が格納容器圧力及びサプレッションプール水温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。なお、水源切替は燃料被覆管温度（セカンドピーク）が発生した以降の操作であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.5.3)

(3) 感度解析

解析条件の不確かさにより、初期条件の外部水源の温度が最確条件のうち最低温度となる場合は、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。感度解析は、復水貯蔵タンクの設計上の最低使用温度である 10℃で実施する。その結果、第 2.5.25 図から第 2.5.28 図に示すとおり、格納容器圧力の最高値は約 0.19MPa[gage]となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高値約 0.19MPa[gage]より僅かに低く、0.854MPa[gage]を下回っている。サプレッションプール水温の最高温度は約 111℃となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高温度約 113℃より低く、200℃を下回っている。なお、その他の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量については、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。

解析条件の不確かさにより、機器条件のほう酸水注入系のほう酸濃度が最確条件のうち最低濃度(10.3wt%, 工事計画認可申請書における必要ボロン濃度 1000ppm の濃度を得られるボロンがほう酸水貯蔵タンクにあり、タンク液位が高液位における濃度)となる場合は、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。その結果、第 2.5.29 図から第 2.5.31 図に示すとおり、格納容器圧力の最高値は約 0.21MPa[gage]となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高値約 0.19MPa[gage]より上昇するものの、0.854MPa[gage]を下回っている。サプレッションプール水温の最高温度は約 115℃となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高温度約 113℃より上昇するものの、200℃を下回っている。なお、その他の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量につ

いては、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。

解析条件の不確かさにより、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）切替操作の開始が遅れた場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。感度解析は、保守的な取扱いとして、格納容器の除熱を考慮しない場合を仮定する。その結果、第2.5.33 図に示すとおり、事象発生から 50 分の範囲において、格納容器圧力の最高値は約 0.22MPa[gage]となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高値約 0.19MPa[gage]より上昇するものの、0.854MPa[gage]を下回っている。サプレッションプール水温の最高温度は約 117°Cとなり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高温度約 113°Cより上昇するものの、200°Cを下回っている。なお、その他の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量については、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。

解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、第2.5.32 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 961°Cであり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約 961°Cと同じであり、1200°Cを下回っている。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、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの1%以下と同じであり、15%を下回っている。

(添付資料 2.5.6, 2.5.7, 2.5.10)

(4) 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。

操作条件の残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）切替操作については、仮に操作が遅れた場合、格納容器の除熱の開始が遅れることで、サプレッションプール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッションプール水温の最高温度は約 113°Cであり、サプレッションプール水の冷却を開始する事象発生から 20 分後におけるサプレッションプール水温の上昇率は 2°C/分程度であることから、200°Cに対して時間余裕がある。

操作条件のほう酸水注入系運転操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界までの時間が長くなることで、サプレッションプール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッションプール水温の最高温度は約 113°Cであり、ほう酸水の注入を開始する事象発生約 11 分後におけるサプレッションプール水温の上昇率は 2°C/分程度であることから、200°Cに対して時間余裕がある。

操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作については、サプレッションプール水温が 80℃に到達した時点から 6 分程後としており、操作時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.5.3, 2.5.8)

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 31 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「原子炉停止機能喪失」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、その結果を以下に示す。

(添付資料 2.5.9)

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サプレッションプール水を水源として使用できるようになる事象発生 1 日後までの対応を考慮すると、復水貯蔵タンクを水源とする期間の対応として合計約 820m³ 必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m³ の水を保有している。水源をサプレッションプールに切り替えた後は、サプレッションプール水を水源とした原子炉注水を行うことから、これにより、必要な水源は確保可能であり、7 日間の注水継続実施が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、本重

要事故シーケンスで想定される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約569kLの軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク（約580kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約26kLの軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプI）及び常設代替交流電源設備については、ガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）の使用が可能であることから、7日間（常設代替交流電源設備の運転については24時間）の運転継続が可能である。（合計使用量 約627kL）

c. 電源

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

2.5.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、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「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、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水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、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水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）

による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

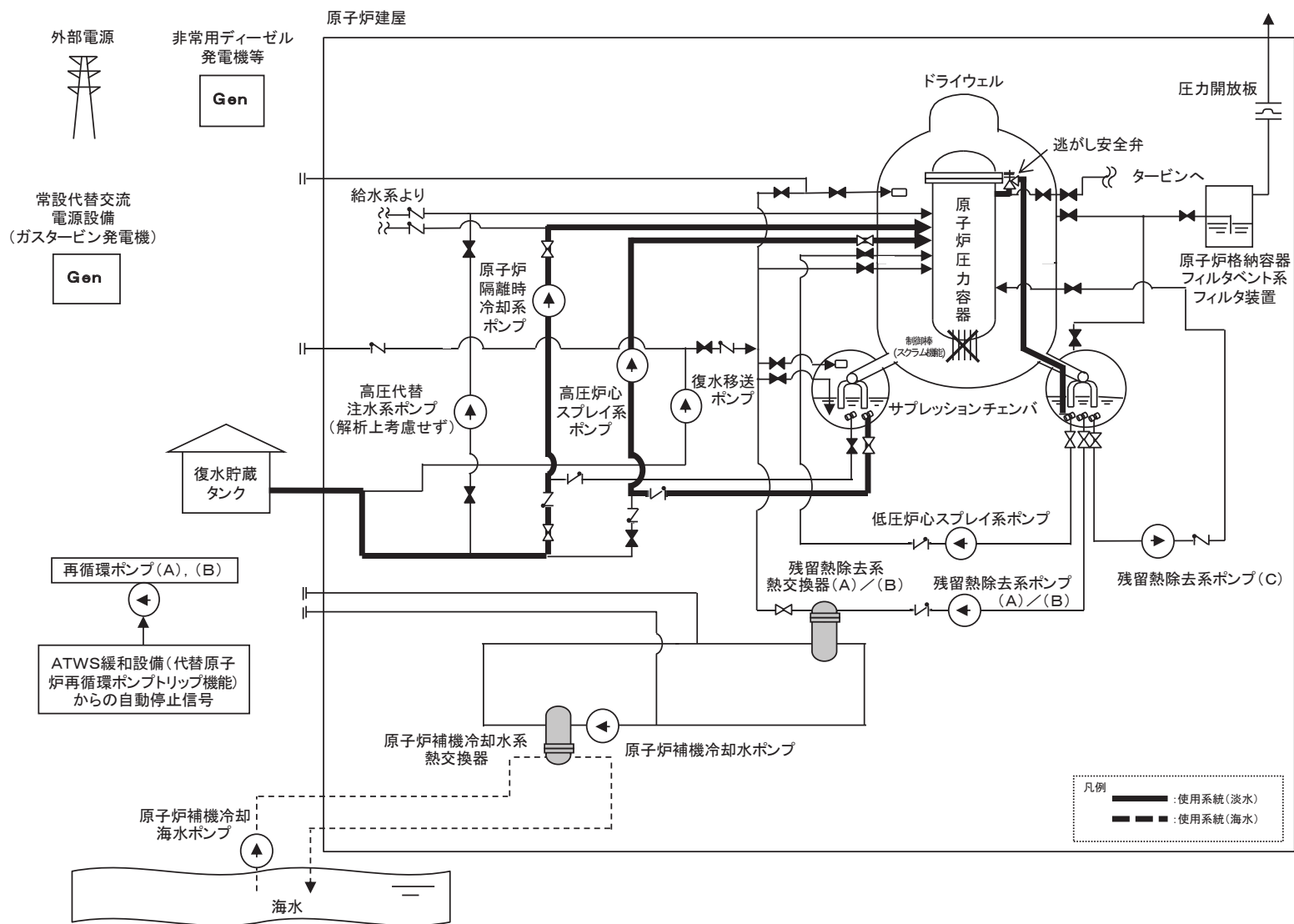
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。

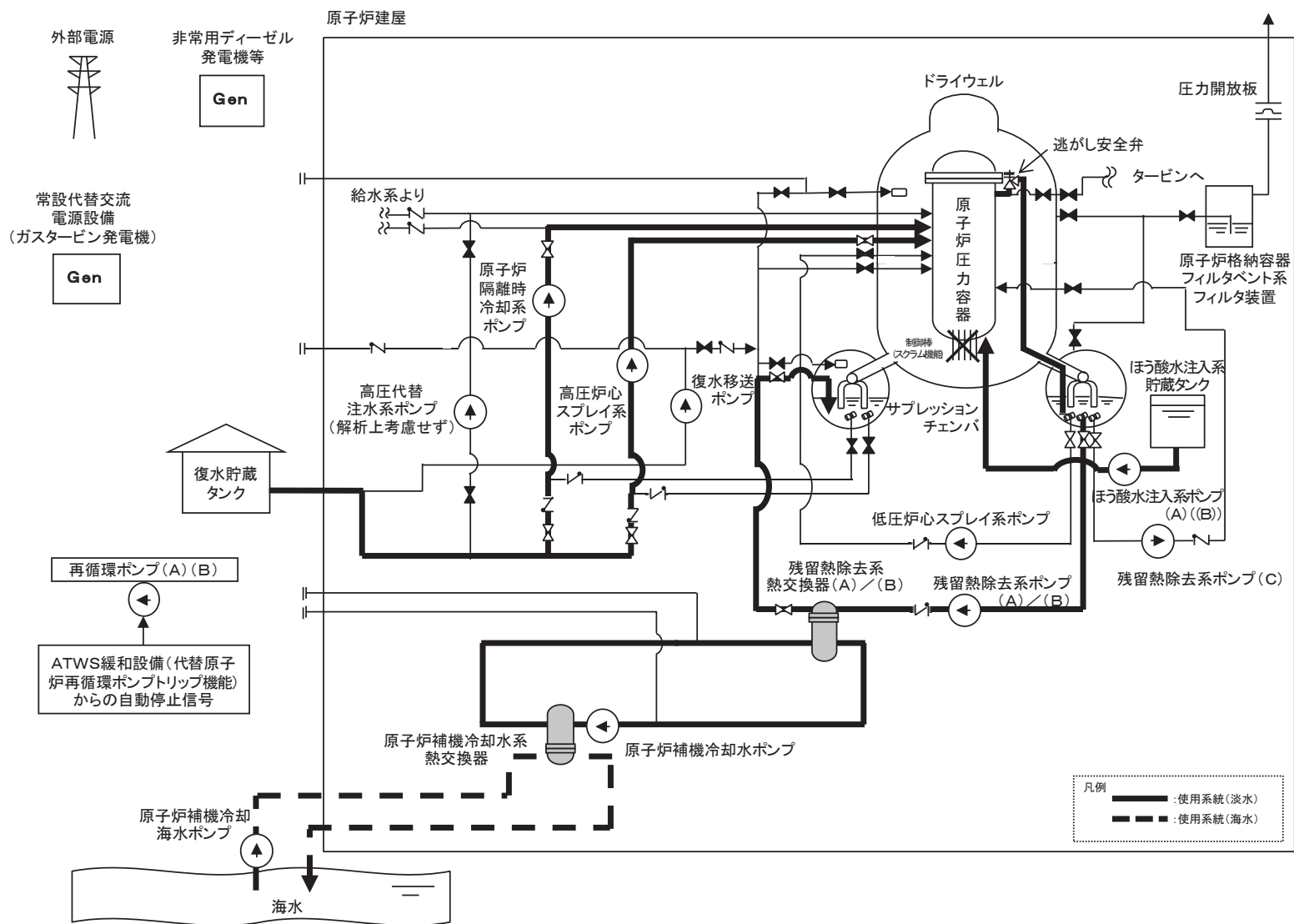
(添付資料 2.5.5, 2.5.6, 2.5.7)

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

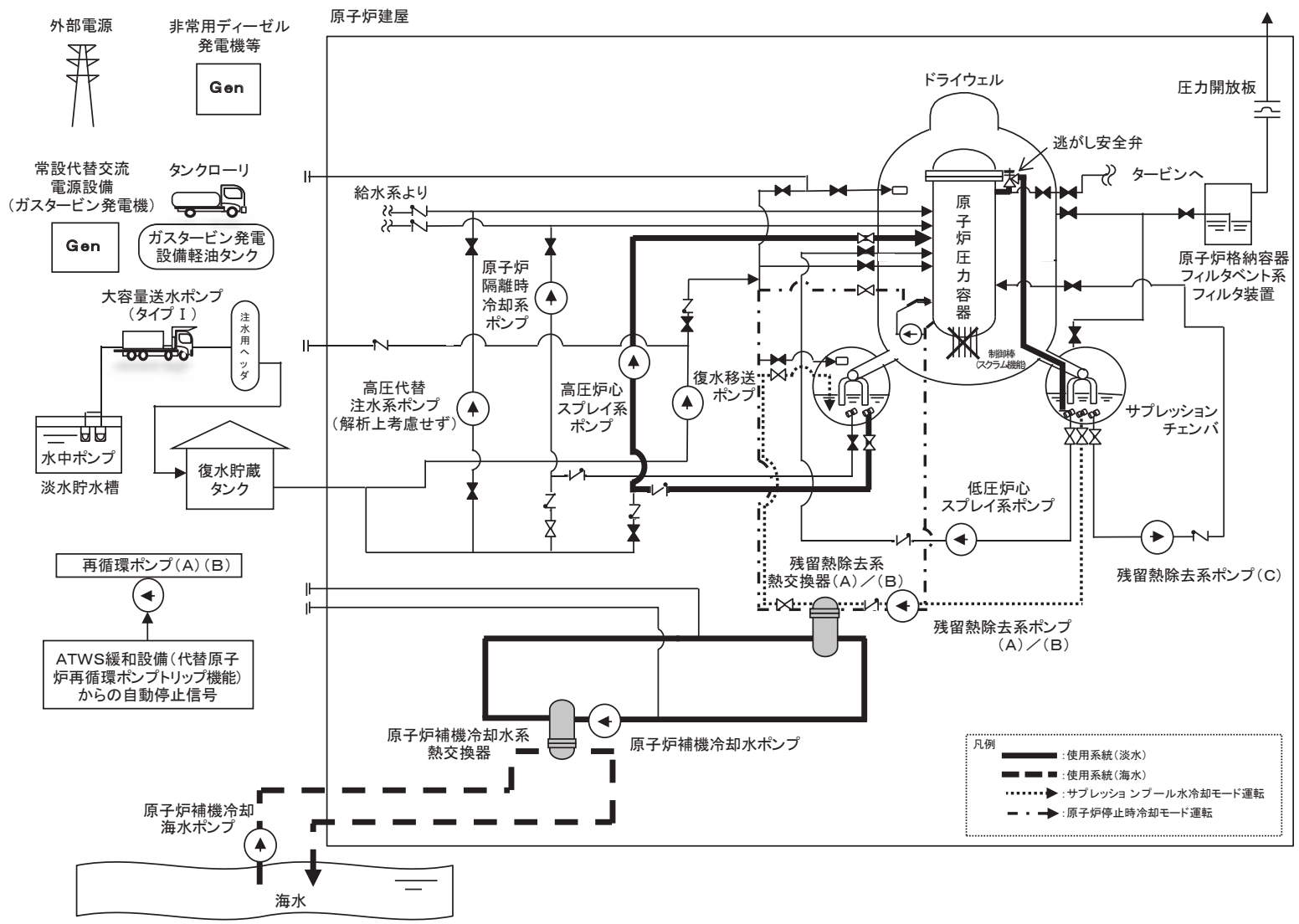
以上のことから、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。



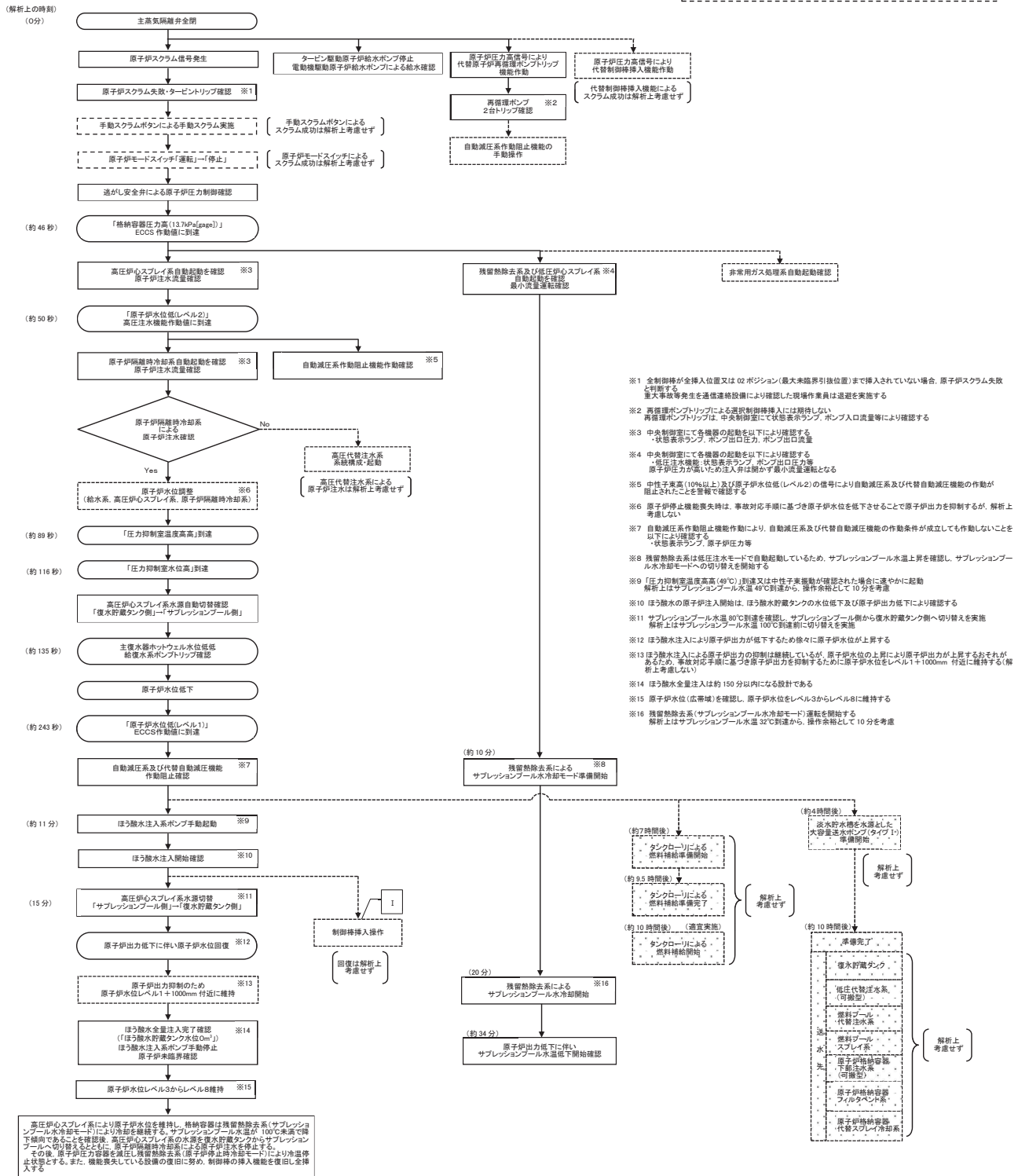
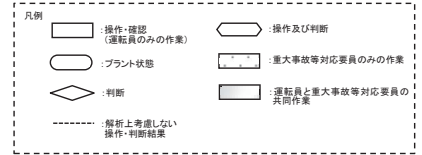
第 2.5.1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/3)
(原子炉減圧及び原子炉注水)



第 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/3)
(原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び格納容器除熱)



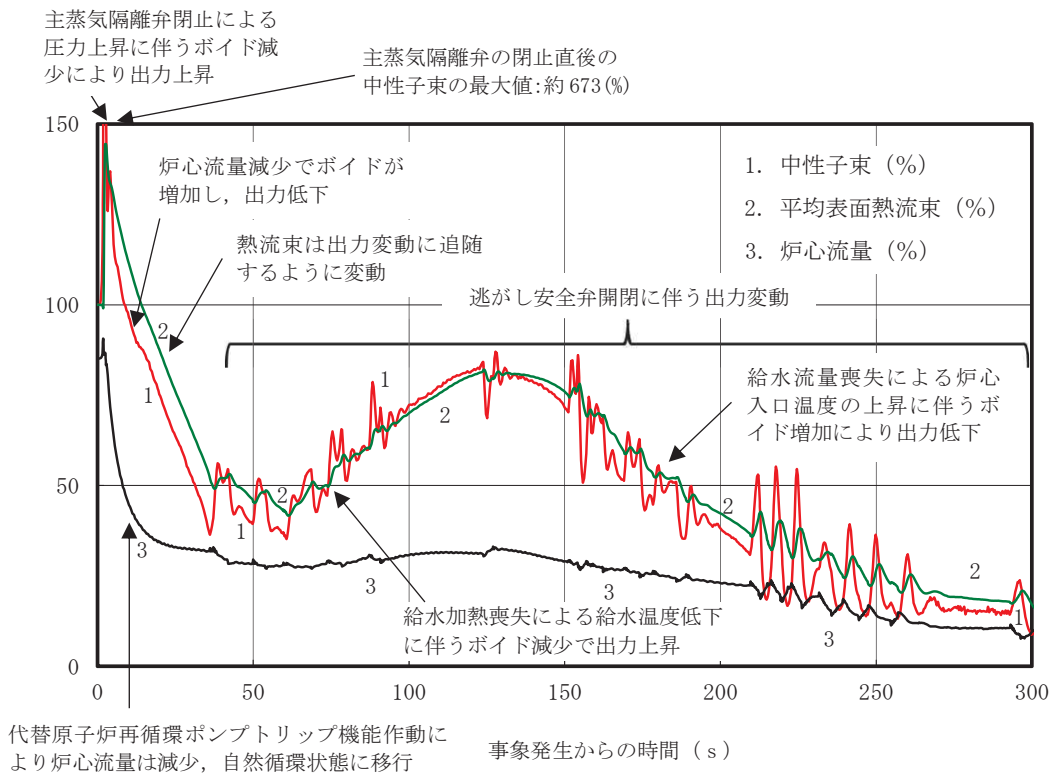
第 2.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(原子炉注水, 格納容器除熱及び原子炉冷却)



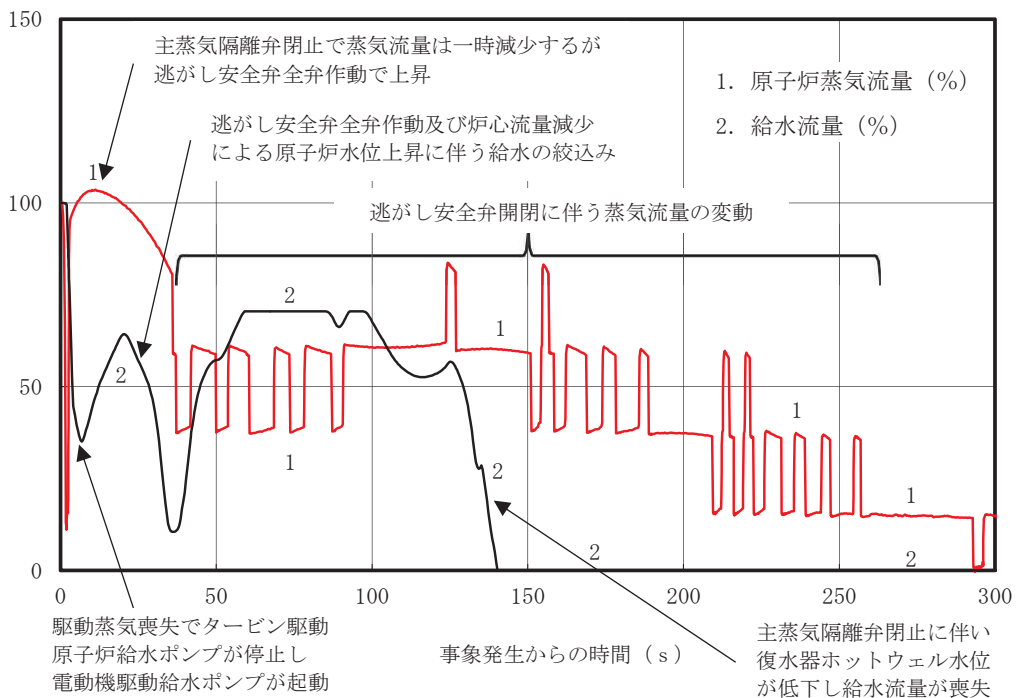
第 2.5.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

必要な要員と作業項目				経過時間(分)																経過時間(時間)												備考	
作業項目	実施箇所・必要員数			作業の内容	経過時間(分)																経過時間(時間)												
	責任者	発電課長	1人		運転操作指揮 発電所対策本部連絡	2m	4m	6m	8m	10m	12m	14m	16m	18m	20m	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h						
	指揮者	発電副長	1人		運転操作指揮																												
	連絡連絡者	発電所対策本部要員	6人		中央制御室連絡 発電所外御連絡																												
運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員																															
事後発生																																	
原子炉スクラム失敗確認																																	
約46秒 格納容器圧力13.7MPa(表)到達																																	
約50秒 原子炉水位低(レベル2)到達																																	
原子炉隔離冷却装置による原子炉注水開始																																	
約89秒 サプレッションプール水温49℃到達																																	
約115秒 給排水系全停																																	
約243秒 原子炉水位低(レベル1)到達																																	
約10分 残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)切り替え開始																																	
約16分 サプレッションプール水温100℃到達																																	
約20分 残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)開始																																	
約2.8時間 ほうろく水量注入完了 原子炉未臨界確認																																	
状況判断	3人 A,B,C	-	-																														
・主蒸気隔離弁 全閉確認。過がし安全弁による原子炉圧力制御確認																																	
・原子炉スクラム失敗・タービントリップ確認																																	
・代替制御挿入機能動作失敗確認 〔スクラム成功は解析上考慮せず〕																																	
・手動スクラム停止及び原子炉モードスイッチ「停止」による原子炉手動スクラム 〔スクラム成功は解析上考慮せず〕																																	
・再循環ポントリップ確認																																	
・自動減圧系動作阻止機能動作確認																																	
・自動減圧系動作阻止機能の手動操作 〔解析上考慮せず〕																																	
・原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレィ系、低圧炉心スプレィ系、残留熱除去系、自動注水確認																																	
・原子炉水位調整 〔給水系、高圧炉心スプレィ系、原子炉隔離時冷却系〕 〔解析上考慮せず〕																																	
・サプレッションプール水温49℃到達確認																																	
・高圧炉心スプレィ系水漏れ自動切替確認 〔復旧装置動作⇒サプレッションプール側〕																																	
・給排水系全停確認																																	
・非常用ガス処理系自動起動確認〔解析上考慮せず〕																																	
・自動減圧系及び代替自動減圧機能動作阻止確認																																	
高圧代替注水系起動操作 〔解析上考慮せず〕	1人 [C]	-	-																														
原子炉停止	1人 [C]	-	-																														
制御挿入 〔解析上考慮せず〕	1人 [C]	-	-																														
残留熱除去系2系統 (サプレッションプール水冷却モード)運転	1人 [B]	-	-																														
高圧炉心スプレィ系 水漏れ切替操作	1人 [C]	-	-																														
原子炉水位調整 〔解析上考慮せず〕	1人 [C]	-	-																														
アクセルルート復旧 〔解析上考慮せず〕	-	-	5人 K,L,O→R																														
水漏れ復旧 〔解析上考慮せず〕	-	-	9人 A→L 1人 [A] 2人 [B,C] 2人 [D,E]																														
燃料補給準備 〔解析上考慮せず〕	-	-	2人 [A] MN																														
燃料補給 〔解析上考慮せず〕	-	-	2人 [MN]																														
必要員数 合計	3人 A~C		17人 A~LK~R																														

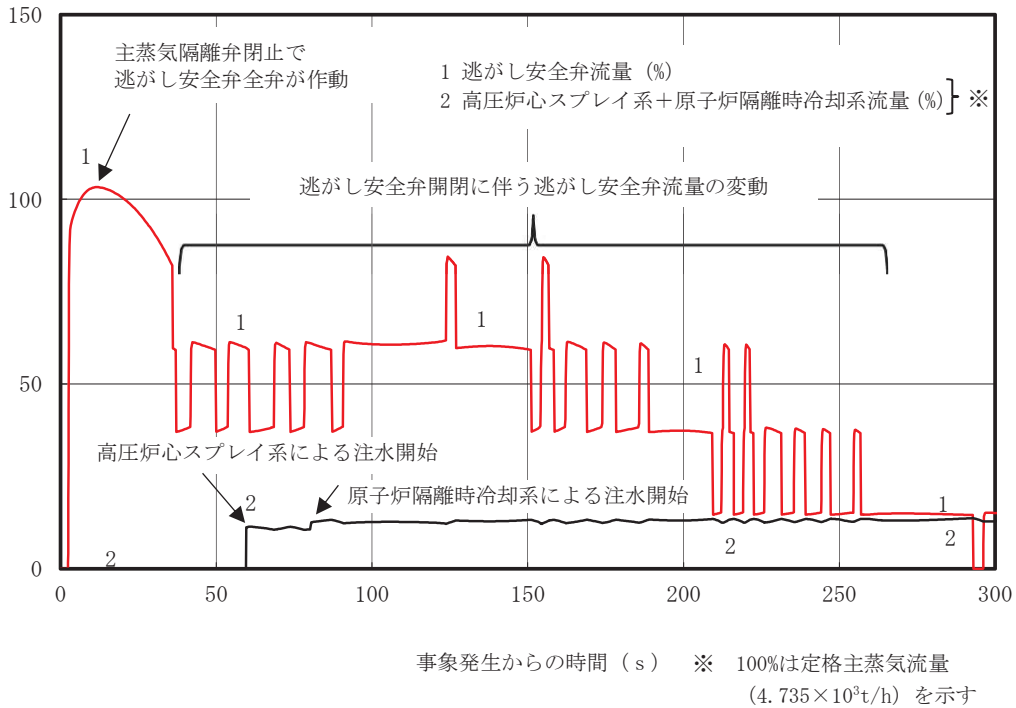
第 2.5.5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間



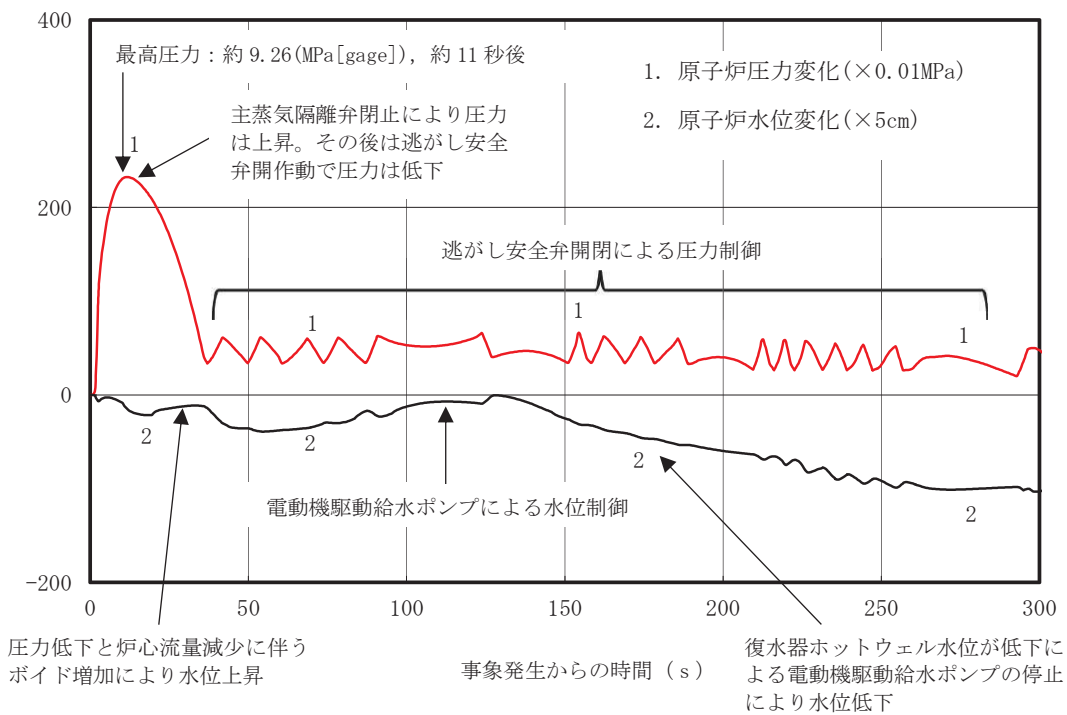
第 2.5.6 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



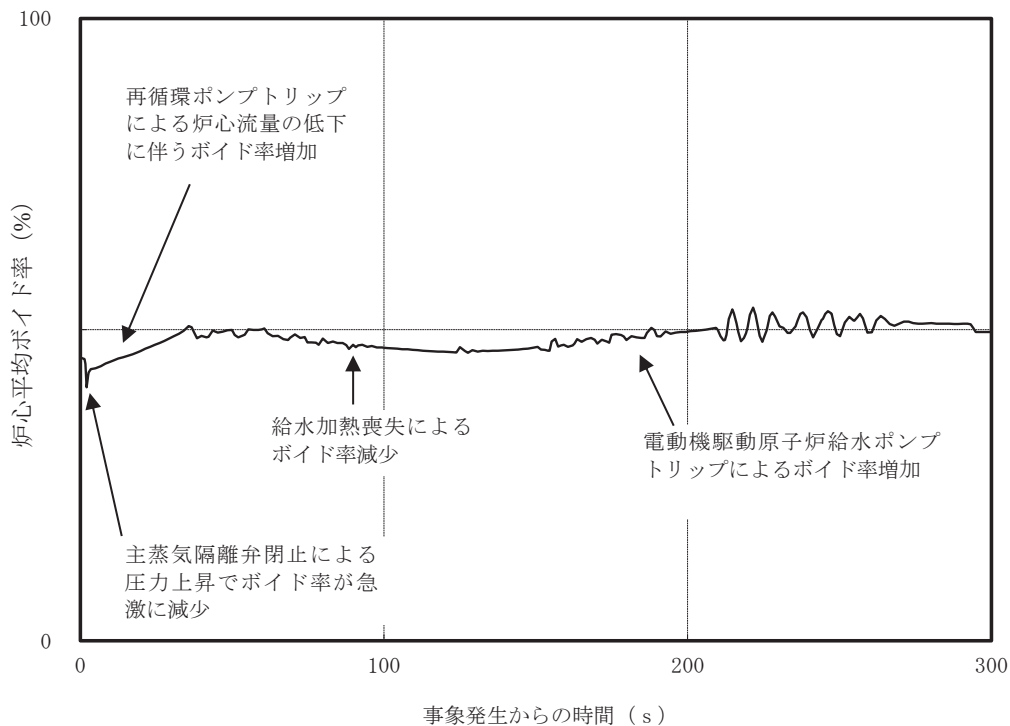
第 2.5.7 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



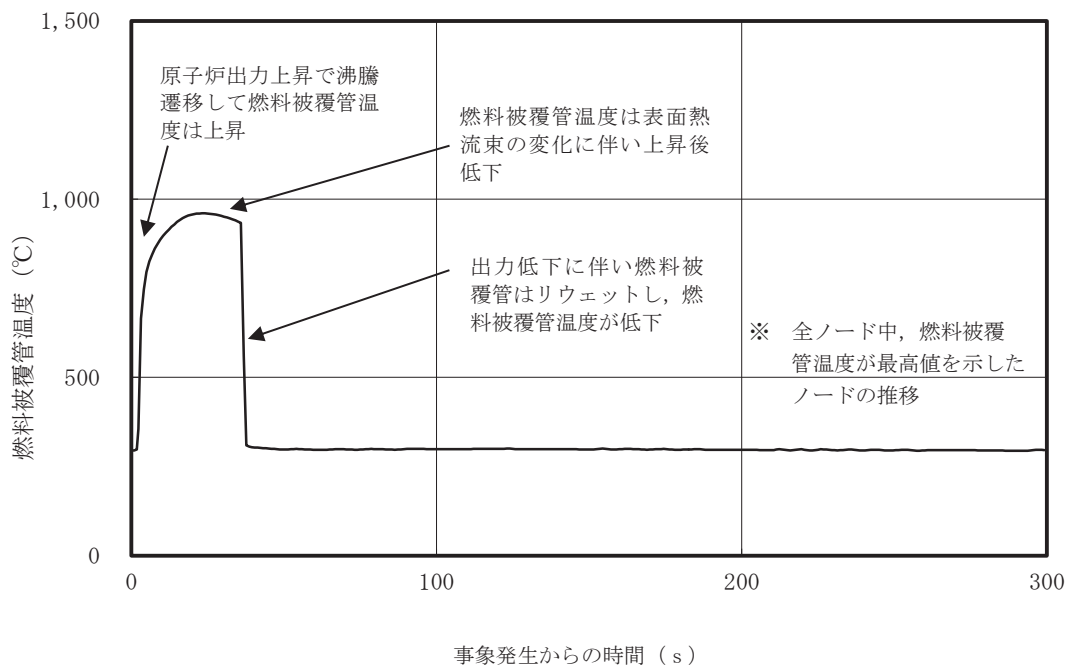
第 2.5.8 図 逃がし安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



第 2.5.9 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

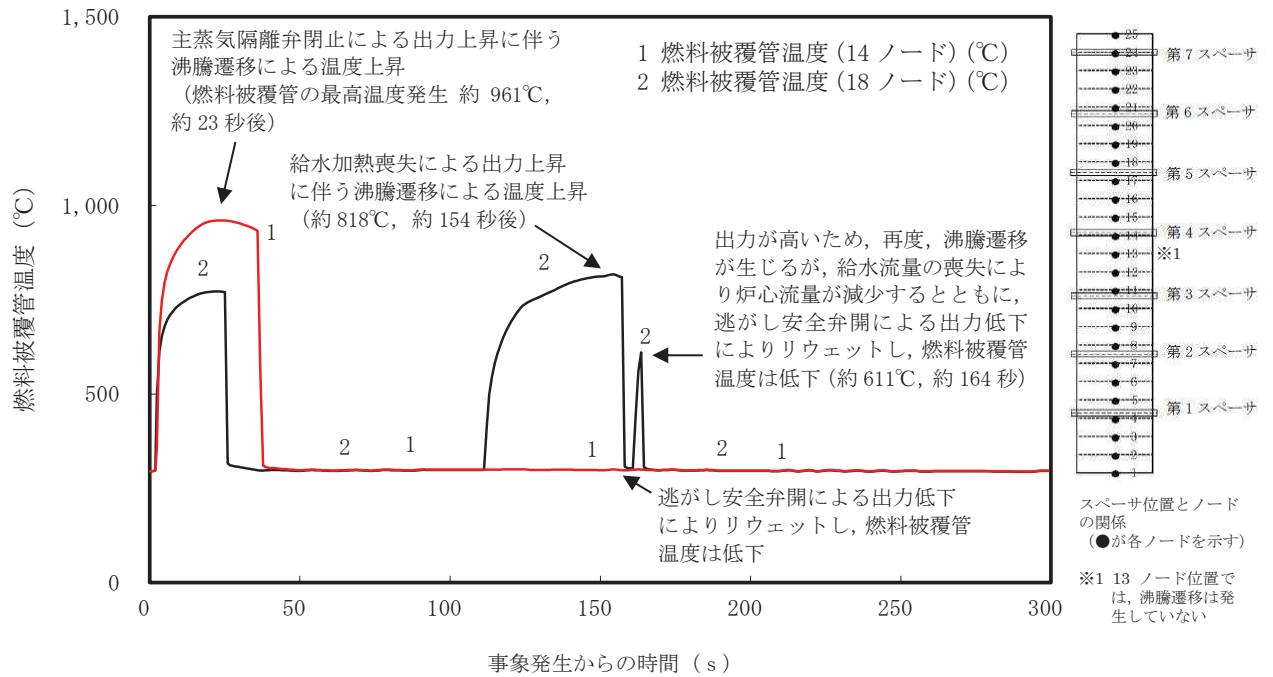


第 2.5.10 図 炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



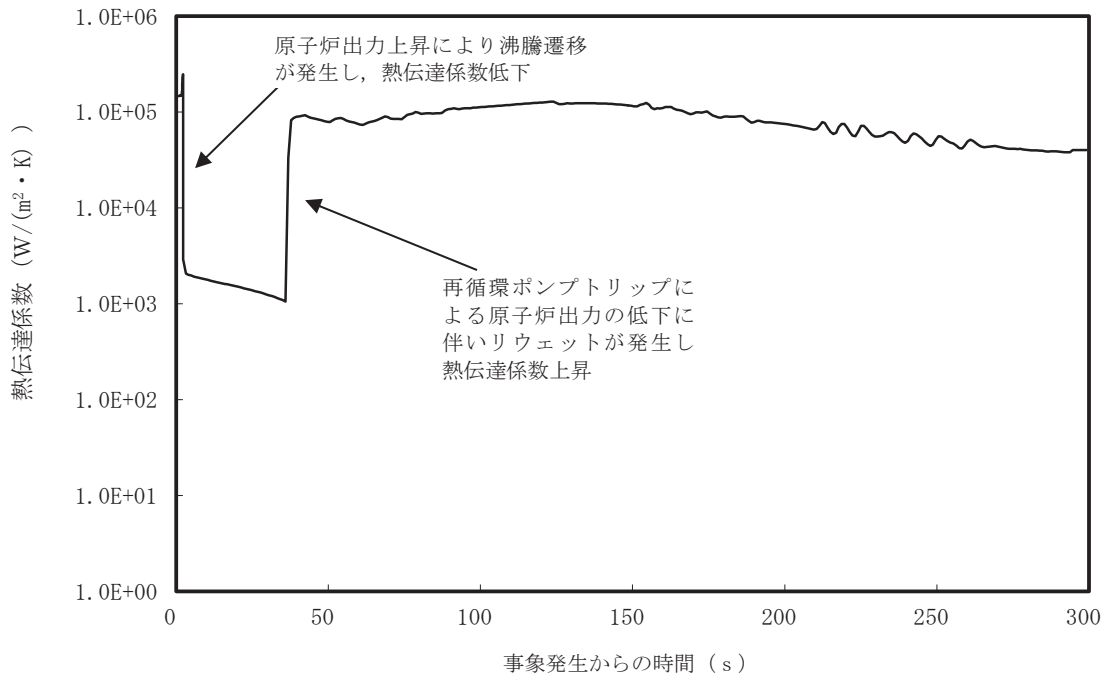
第 2.5.11 図 燃料被覆管温度[※]の推移 (14 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している。

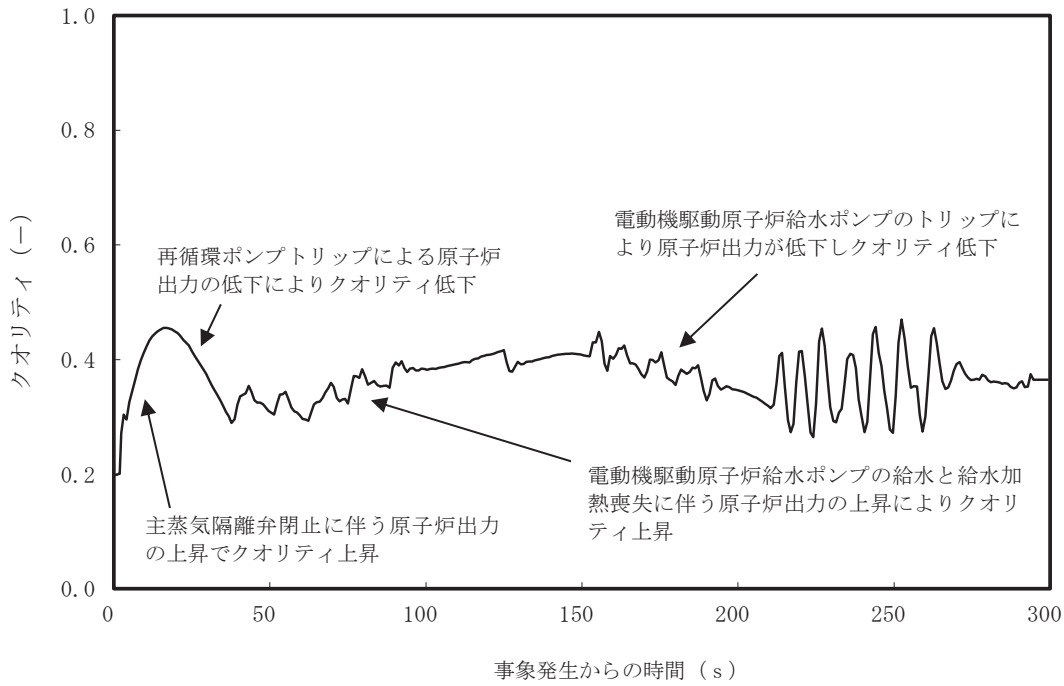


第 2.5.12 図 燃料被覆管温度^{※2}の推移 (14 ノード及び 18 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

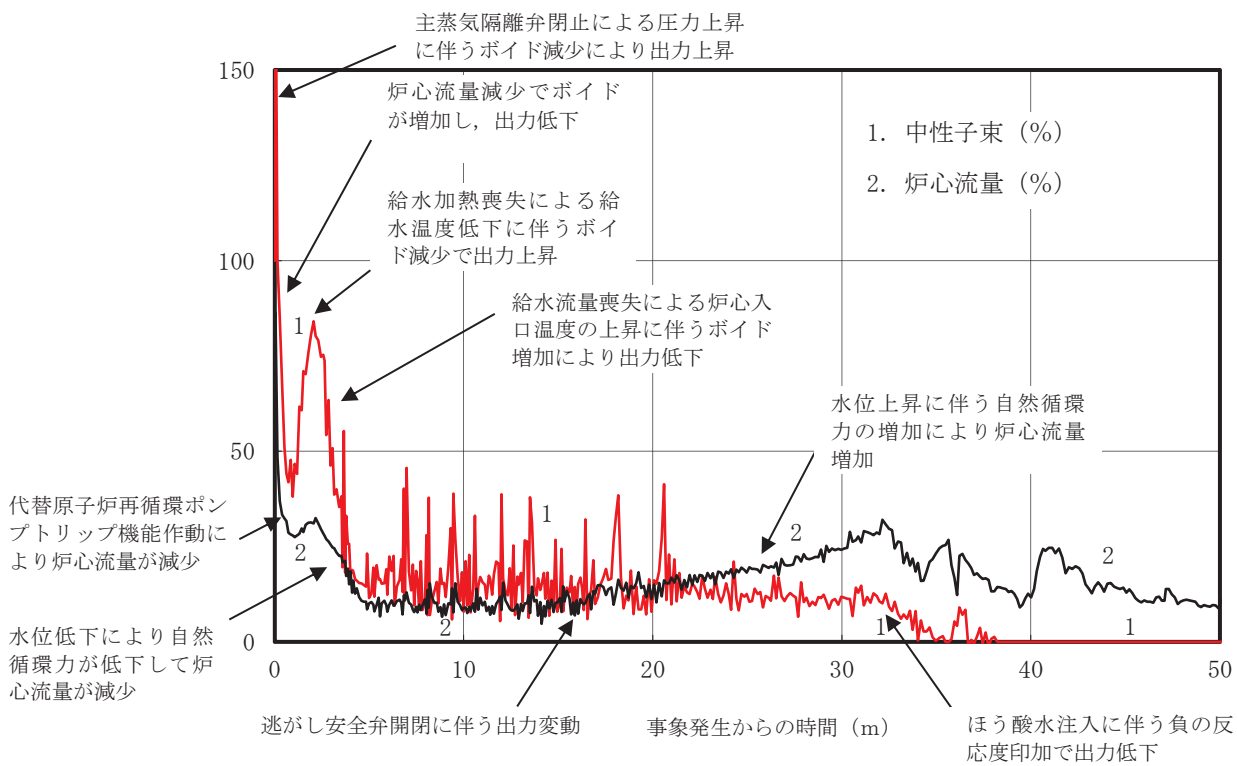
※2 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している。



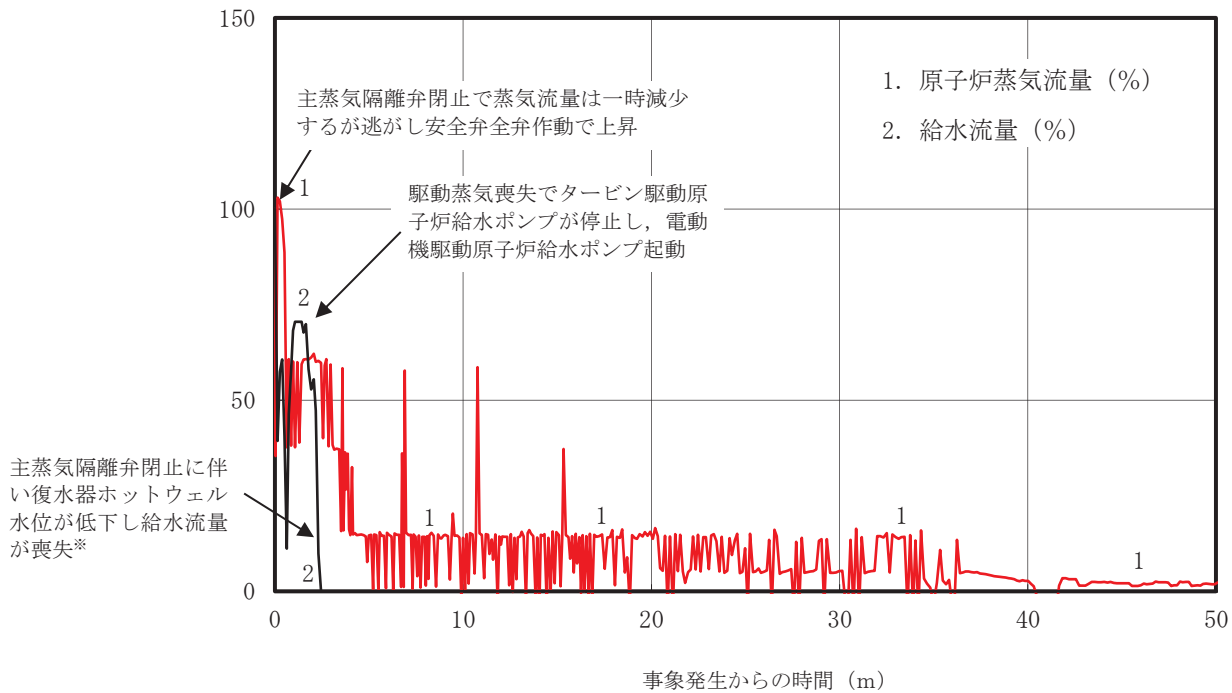
第 2.5.13 図 熱伝達係数の推移 (燃料被覆管最高温度の発生位置, 事象発生から 300 秒後まで)



第 2.5.14 図 クオリティの推移 (燃料被覆管最高温度の発生位置, 事象発生から 300 秒後まで)

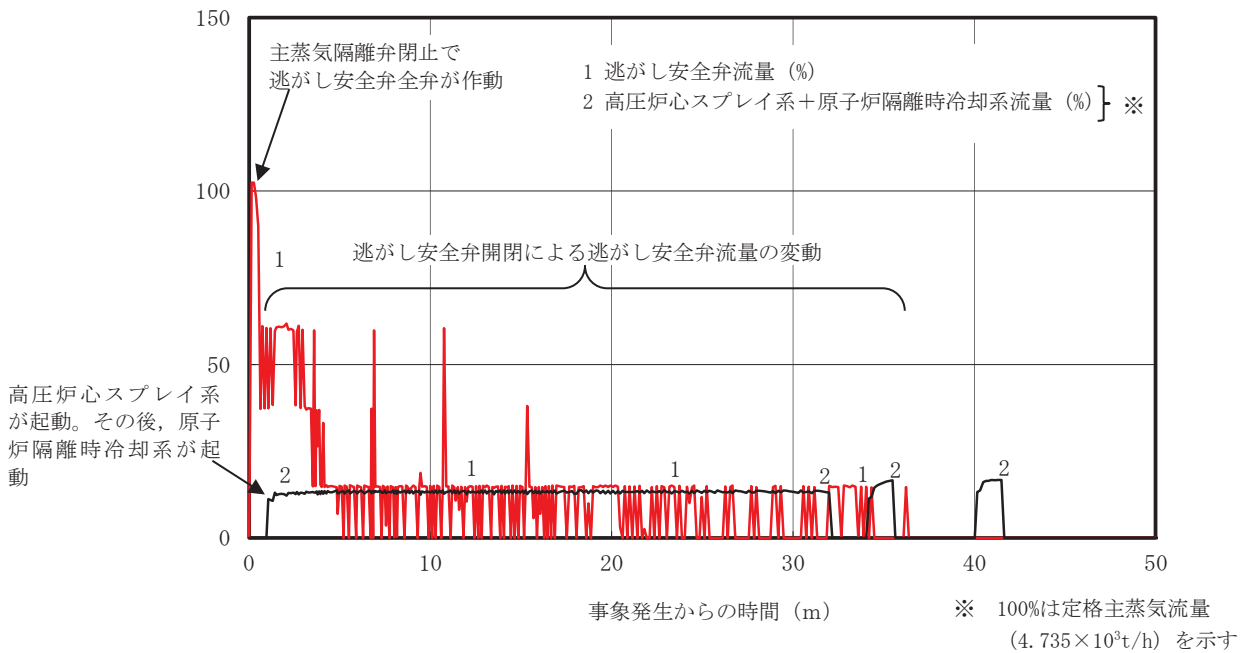


第 2.5.15 図 中性子束及び炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

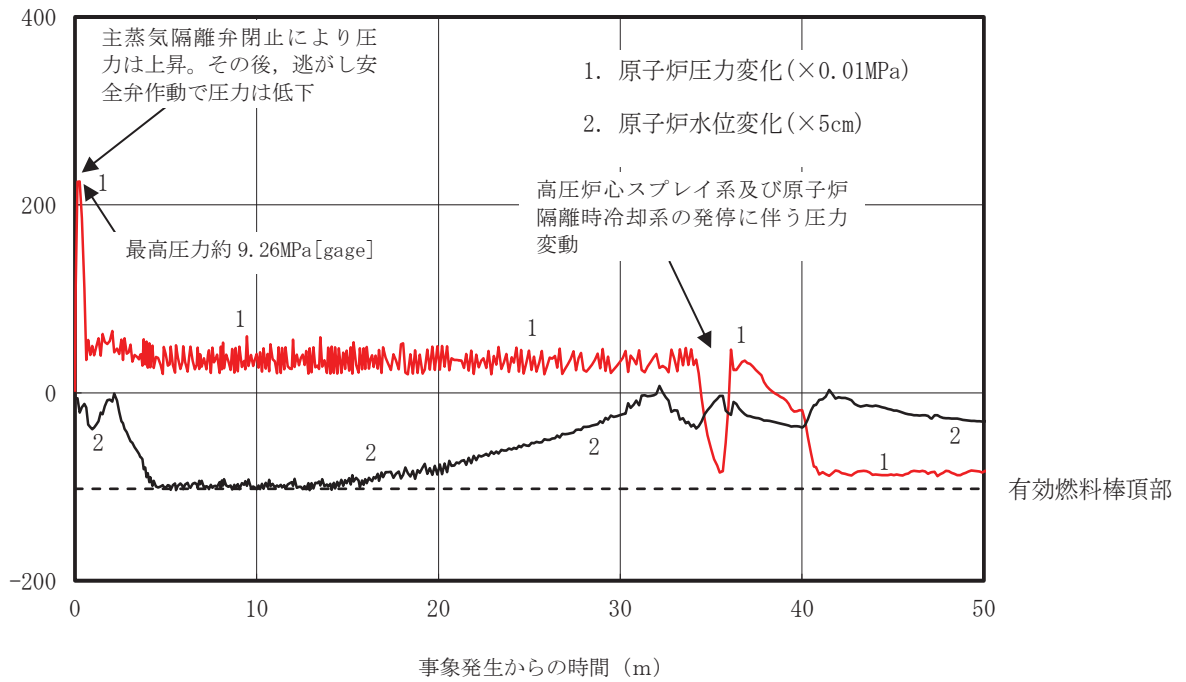


※ 復水器ホットウェル水位低信号を受けて停止する。実機でも数秒の時間遅れしかないことを踏まえ、今回の評価では、低圧復水ポンプ、高圧復水ポンプ、電動駆動給水ポンプの停止を同時刻としている。

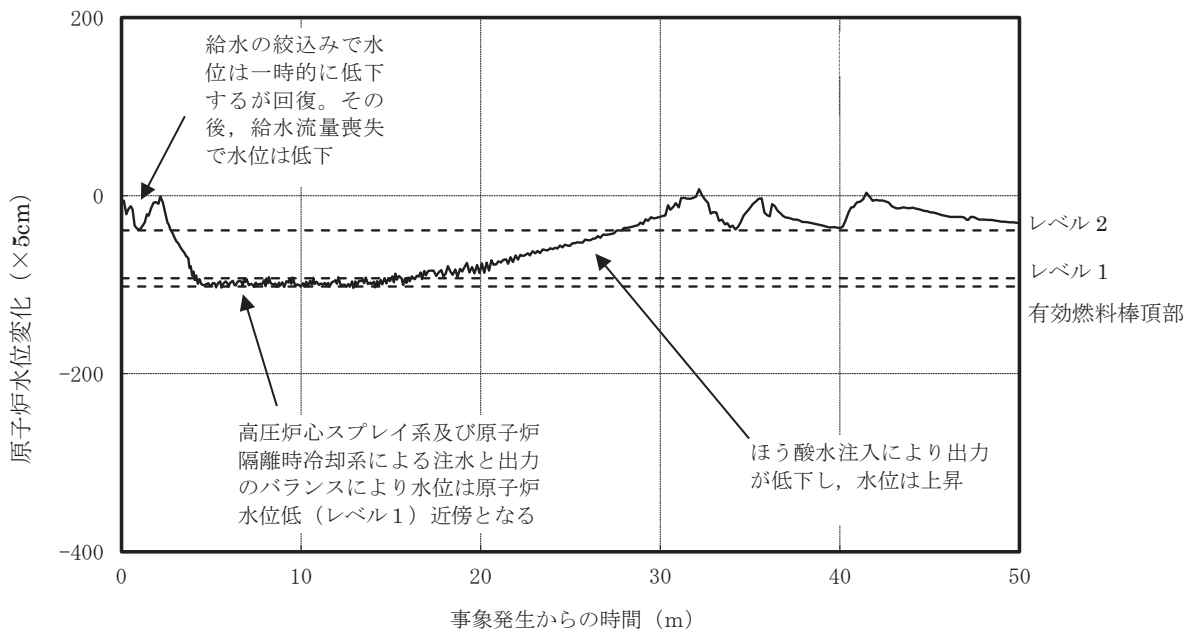
第 2.5.16 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移(事象発生から 50 分後まで)



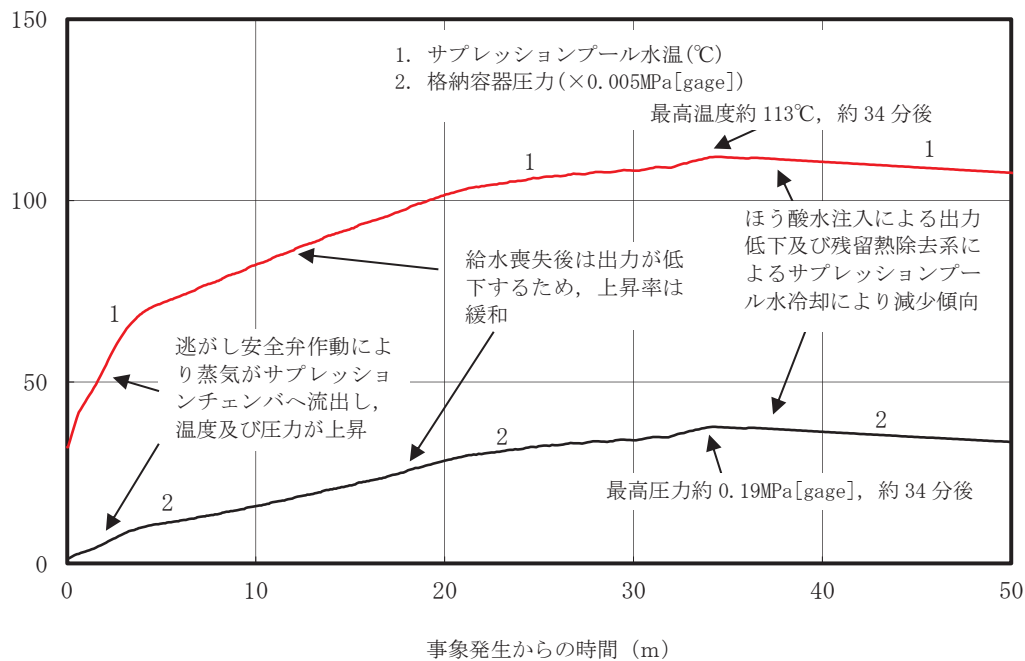
第 2.5.17 図 逃がし安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)



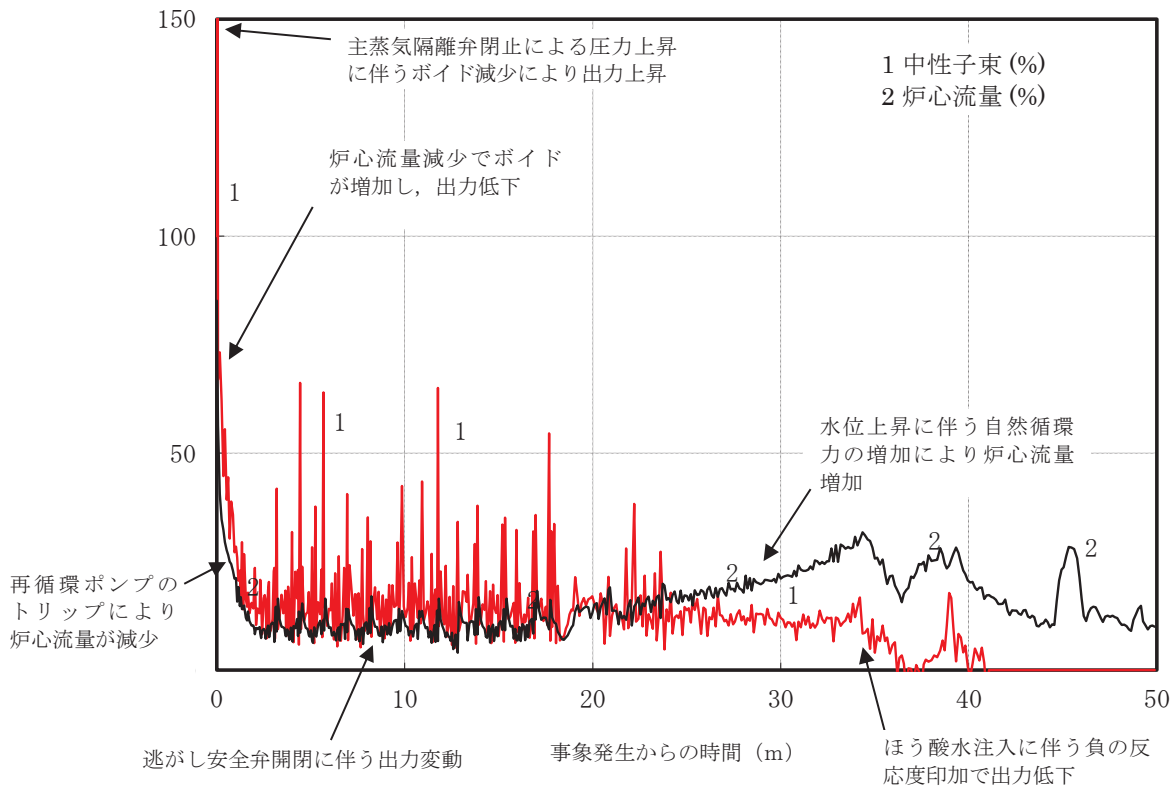
第 2.5.18 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外）の推移
（事象発生から 50 分後まで）



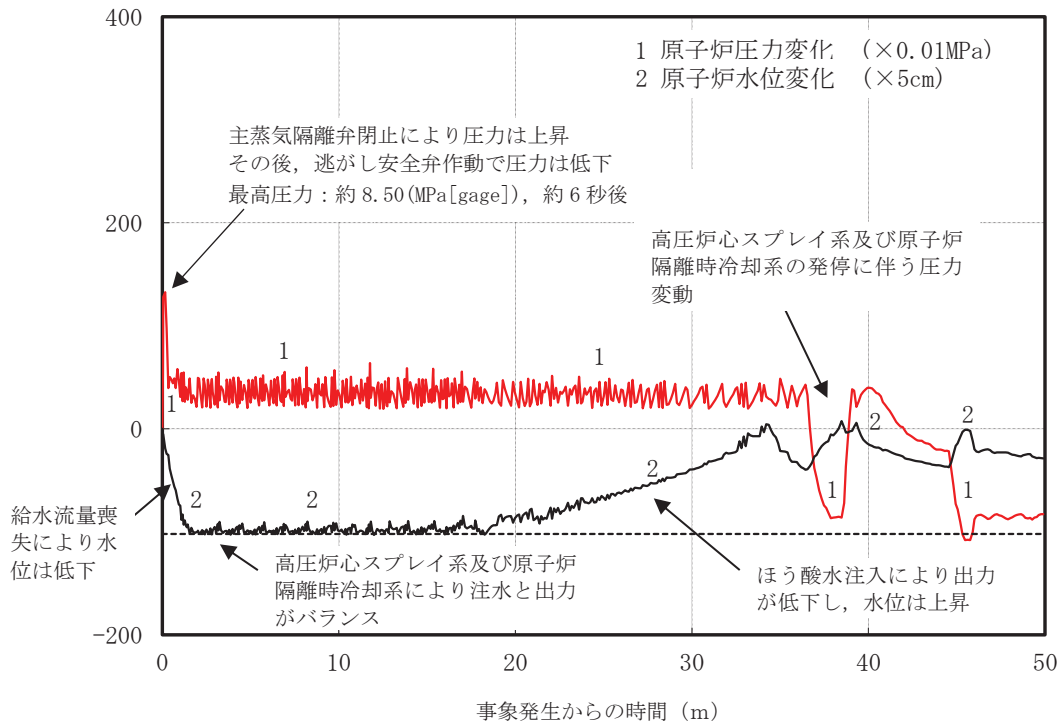
第 2.5.19 図 原子炉水位（シュラウド外）の推移
（事象発生から 50 分後まで）



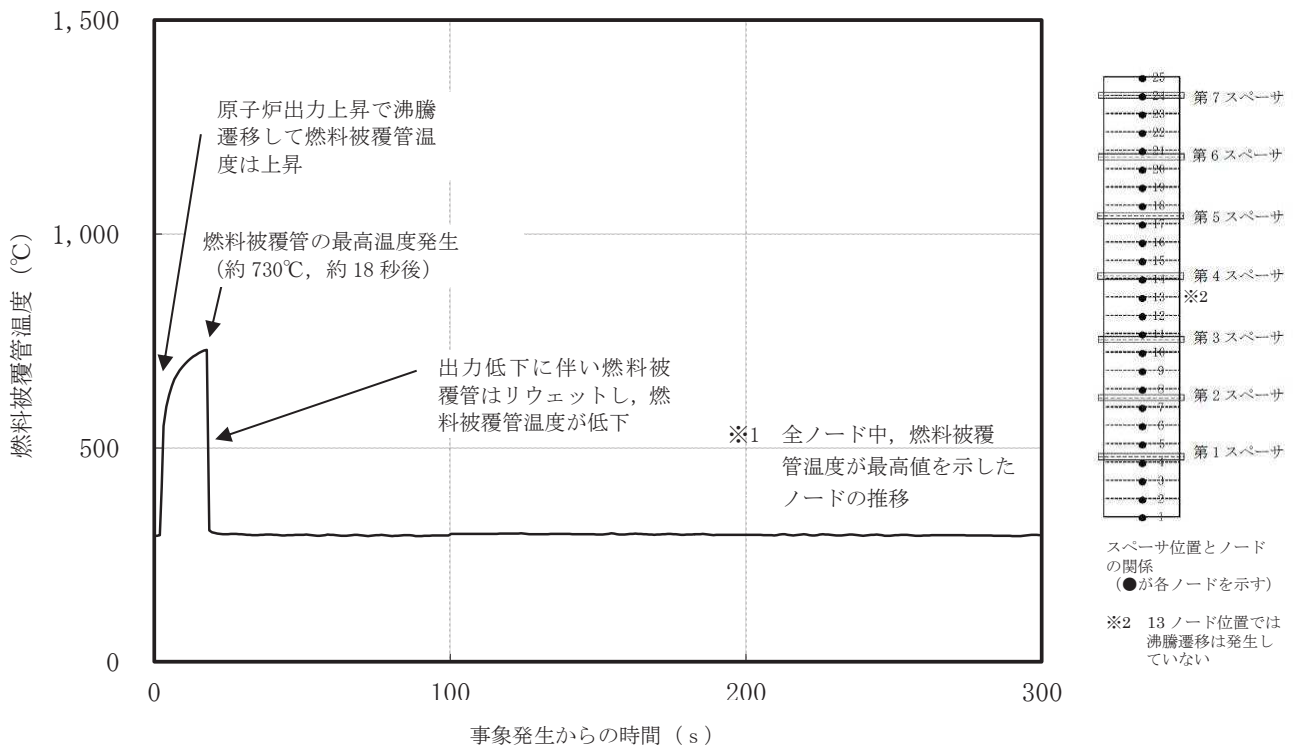
第 2.5.20 図 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移
(事象発生から 50 分後まで)



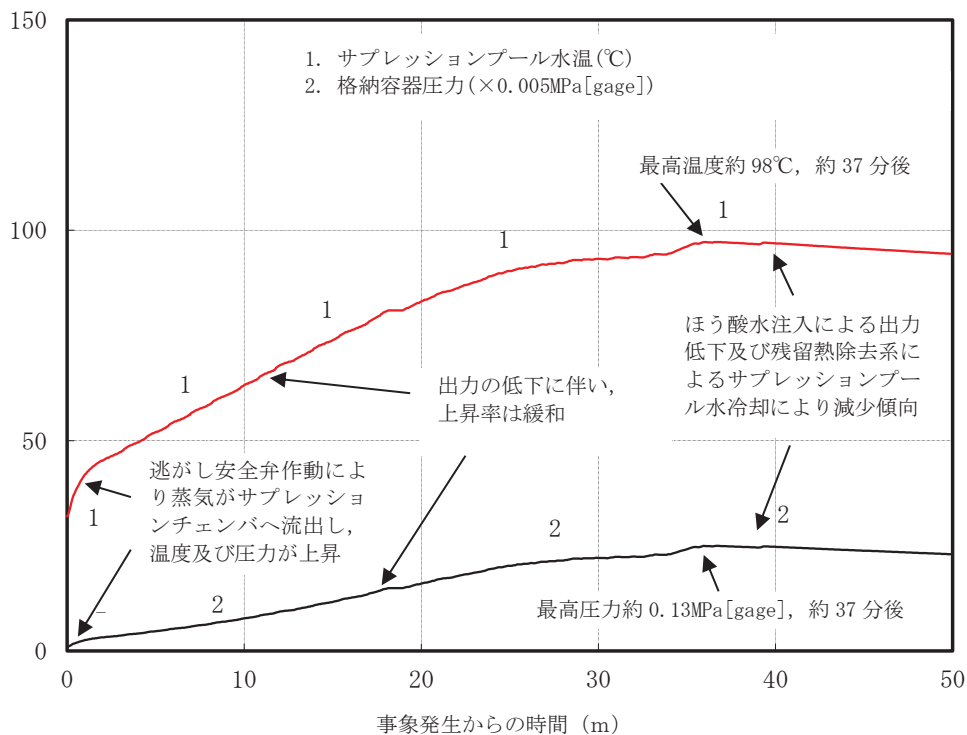
第 2.5.21 図 外部電源がない場合の中性子束及び炉心流量の推移
(事象発生から 50 分後まで)



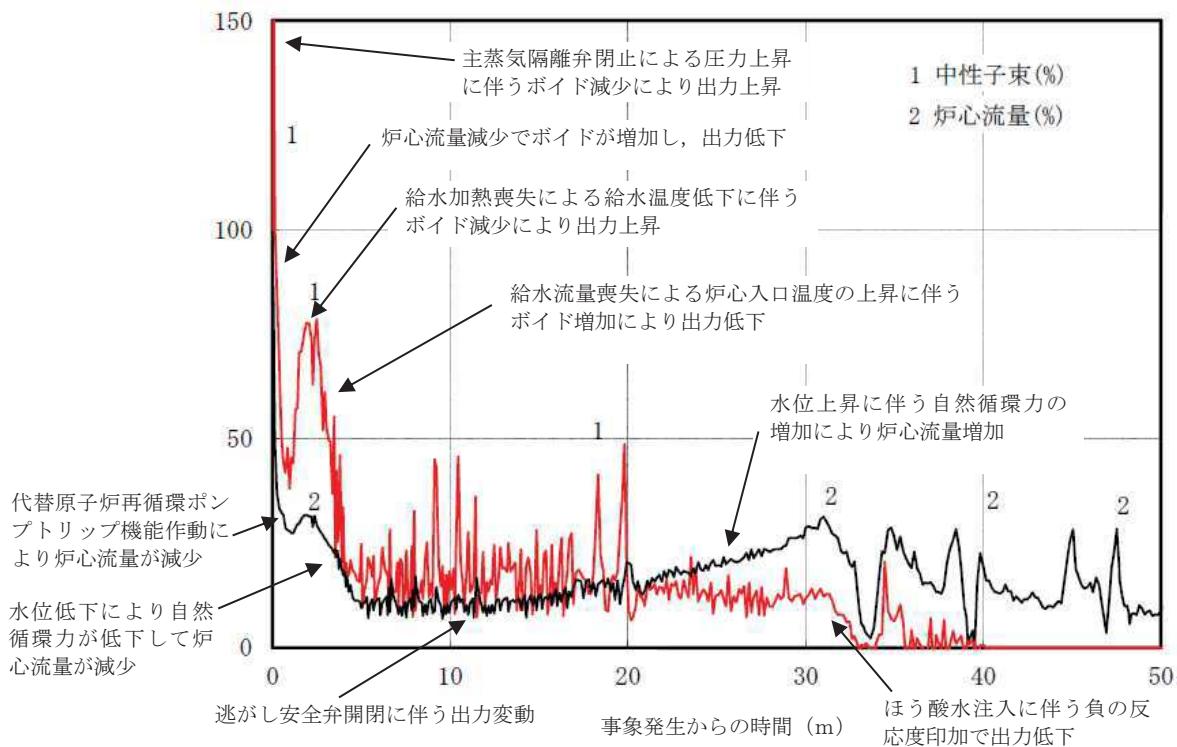
第 2.5.22 図 外部電源がない場合の原子炉圧力及び原子炉水位(シュラウド外)の推移 (事象発生から 50 分後まで)



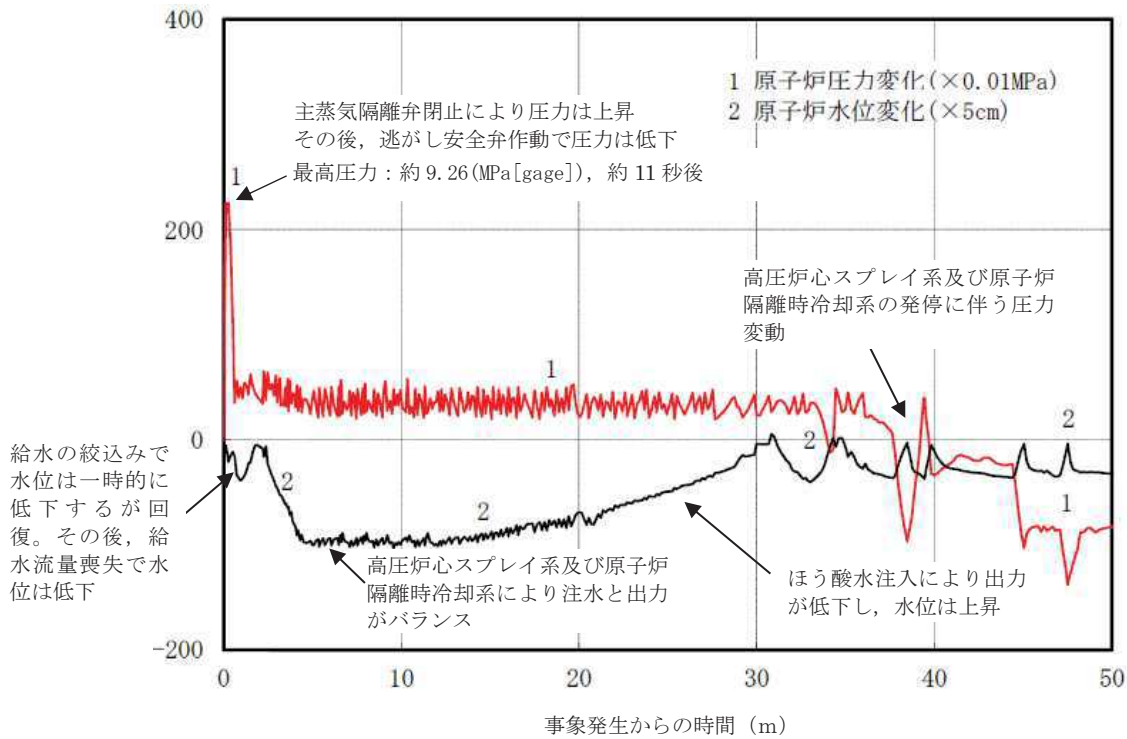
第 2.5.23 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度^{※1}の推移 (14 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)



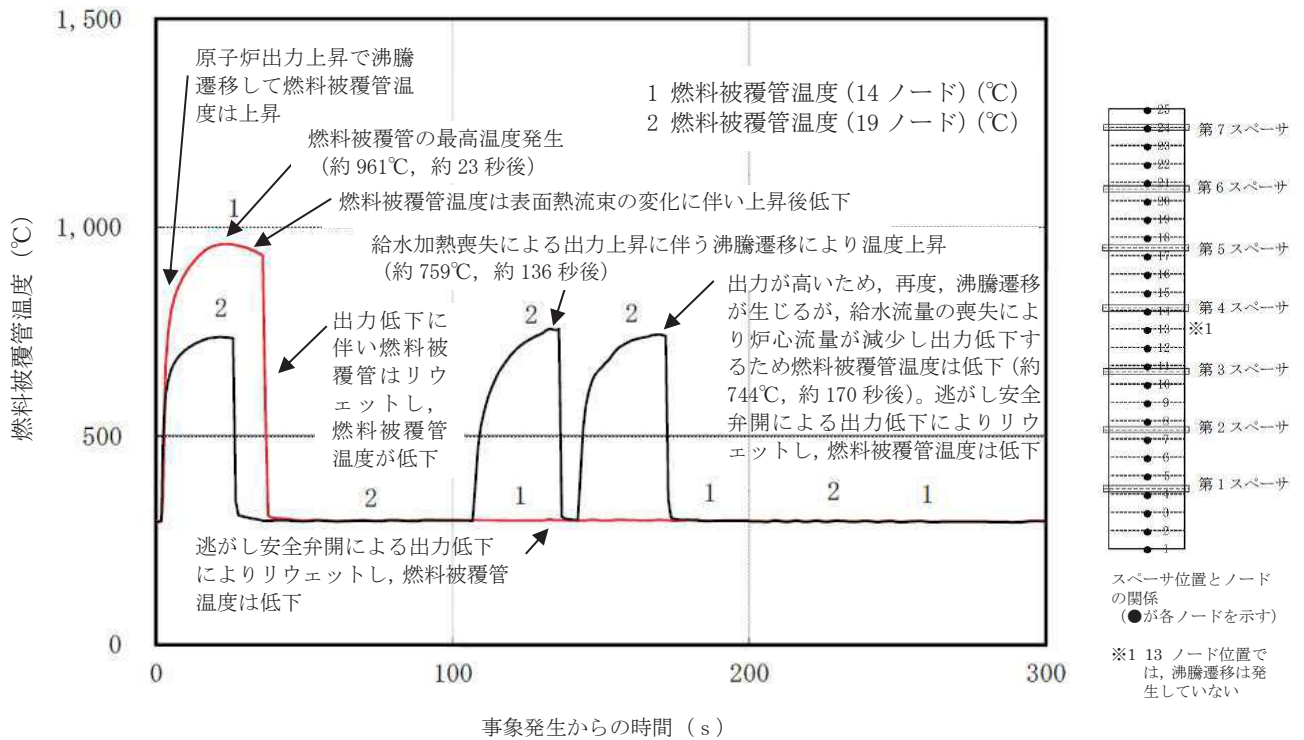
第 2.5.24 図 外部電源がない場合のサプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)



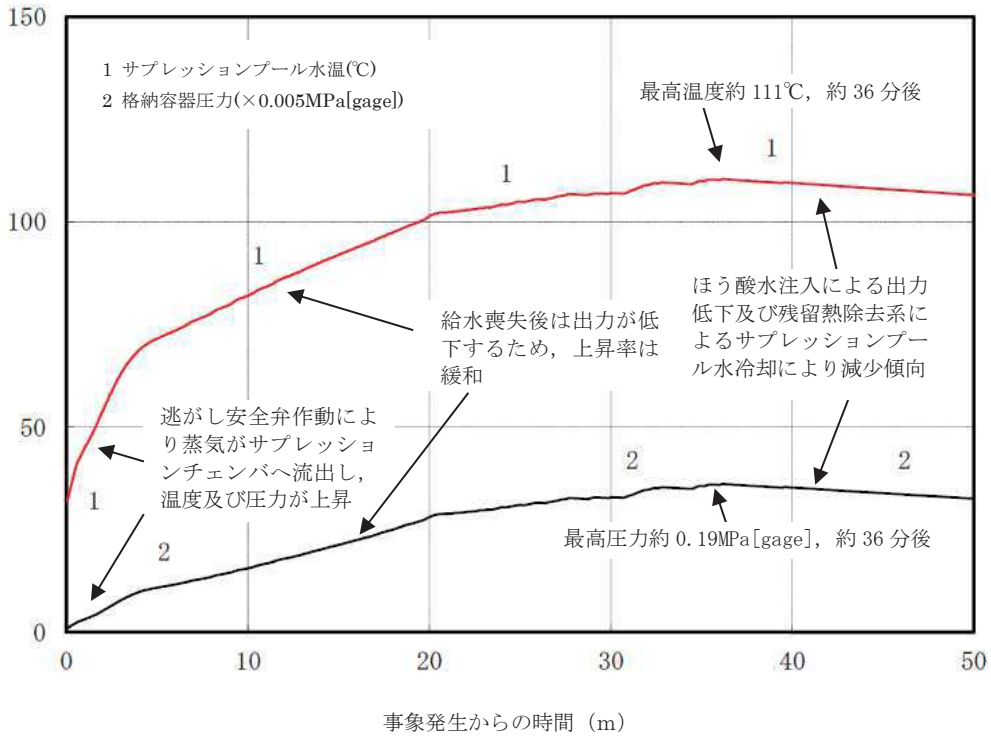
第 2.5.25 図 注水温度 10°C の場合の中性子束及び炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)



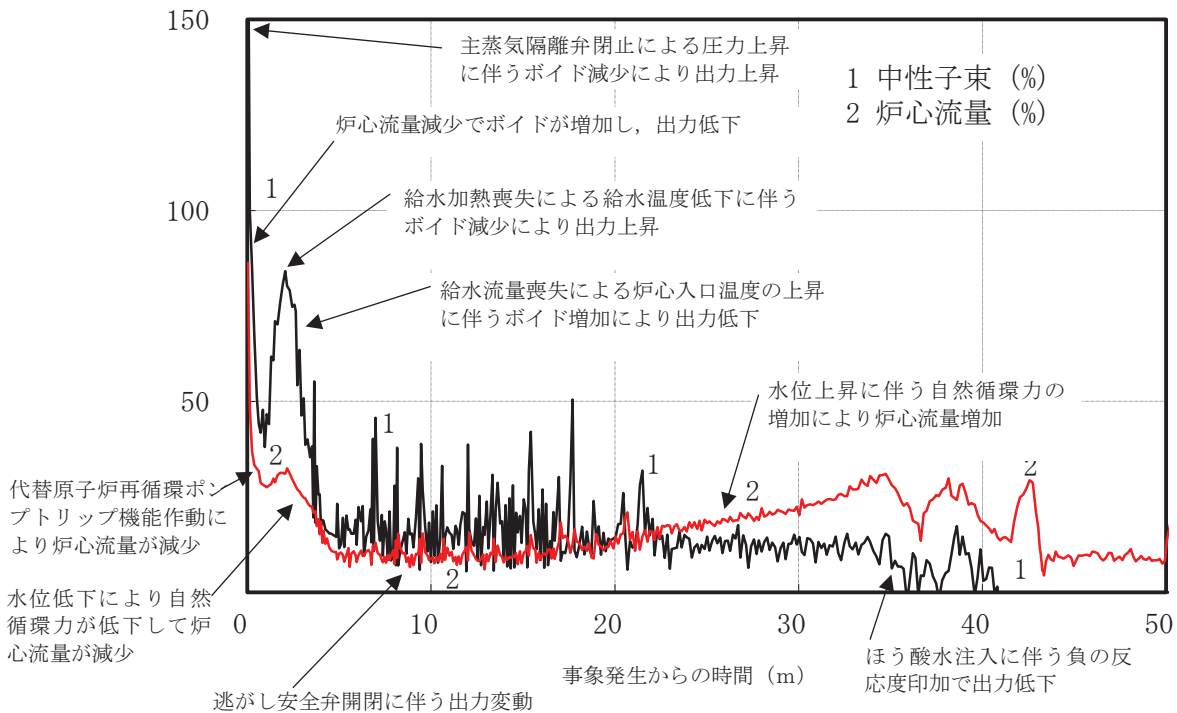
第 2.5.26 図 注水温度 10°C の場合の原子炉圧力及び原子炉水位(シュラウド外)の推移 (事象発生から 50 分後まで)



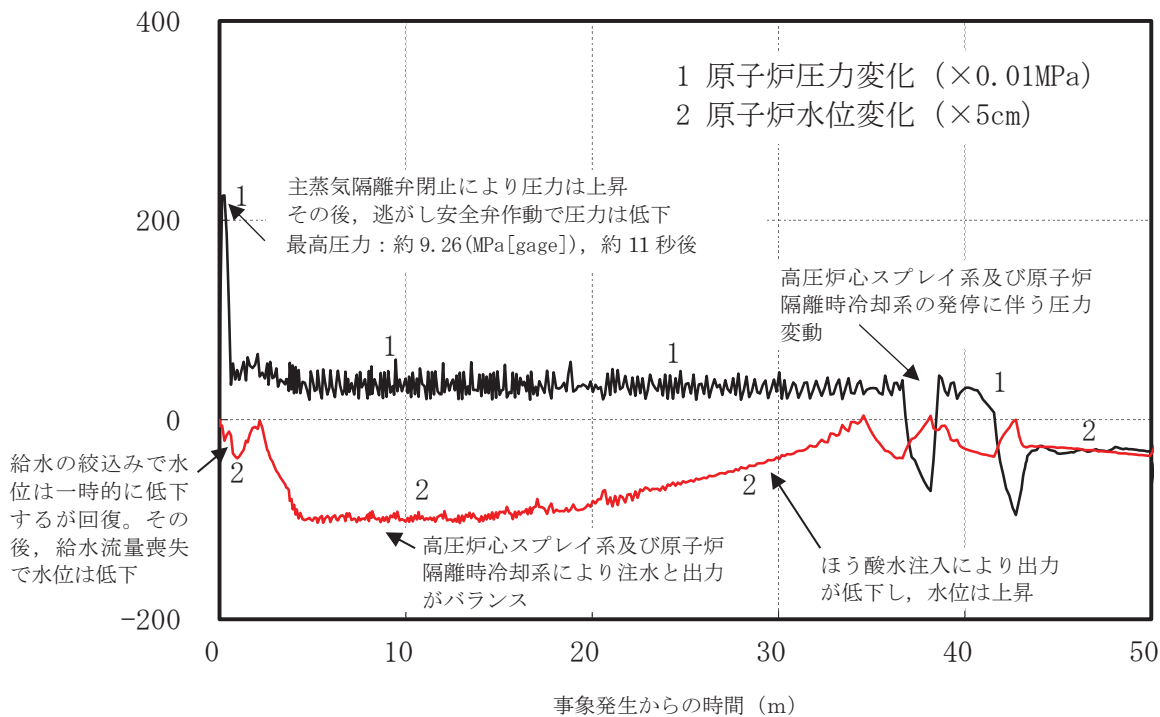
第 2.5.27 図 注水温度 10°C の場合の燃料被覆管温度の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



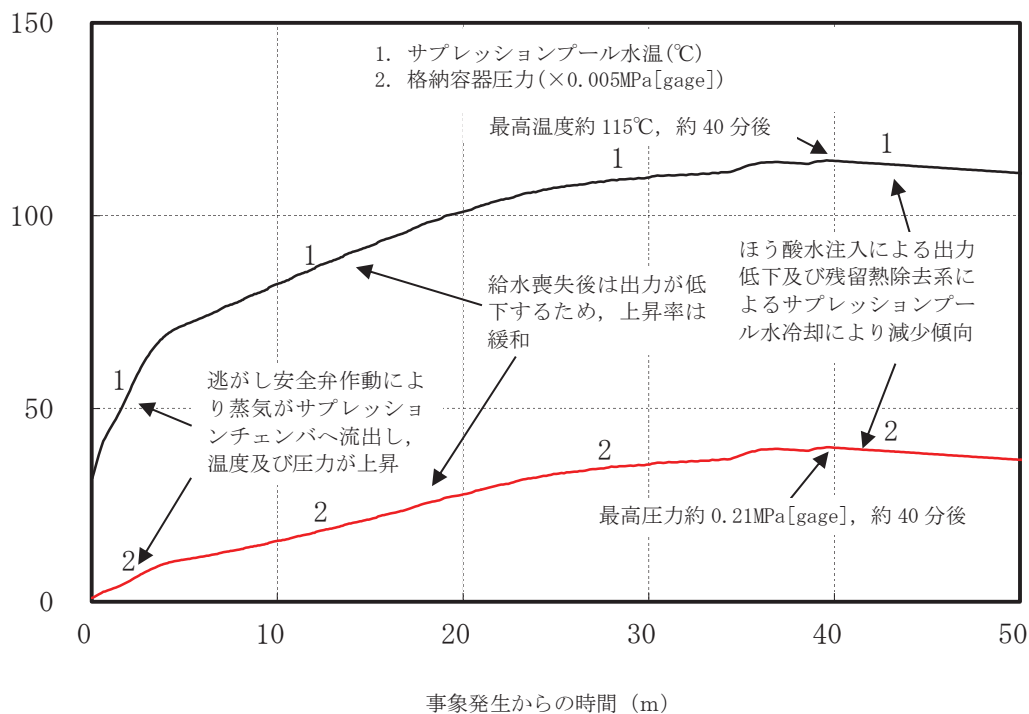
第 2. 5. 28 図 注水温度 10°C の場合のサブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)



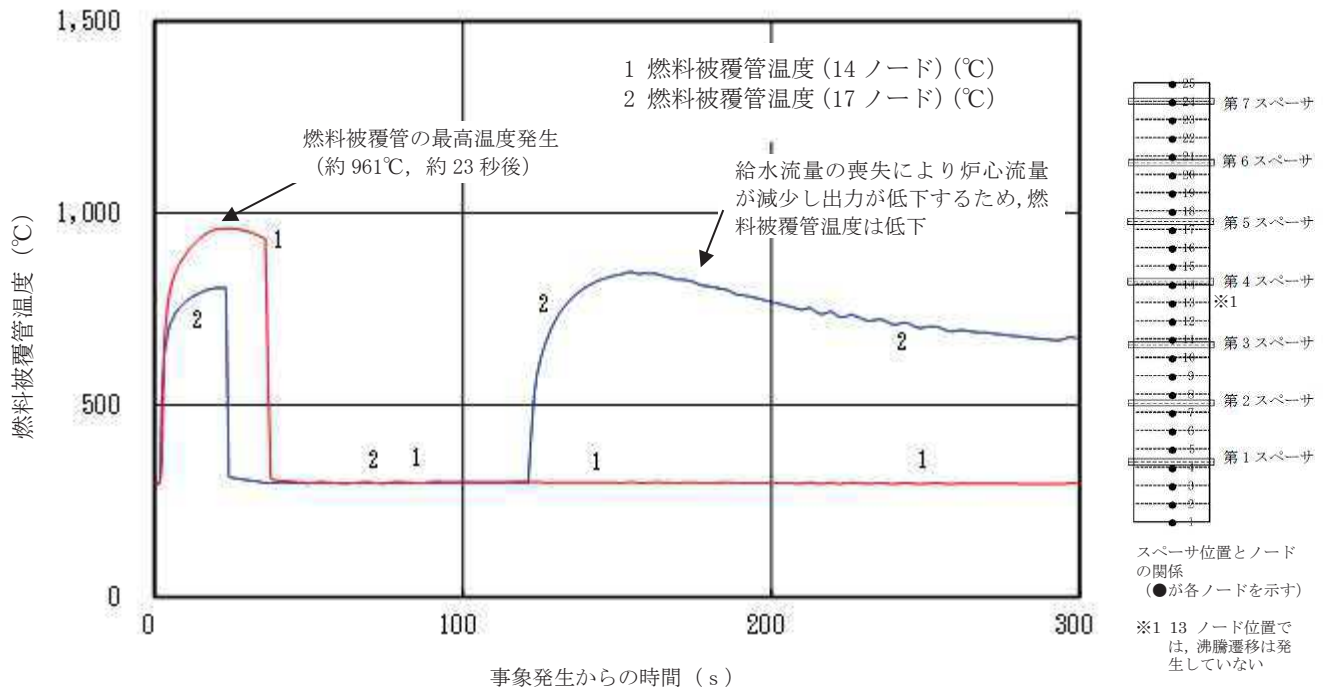
第 2. 5. 29 図 ほう酸濃度 10. 3w% の場合の中性子束及び炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)



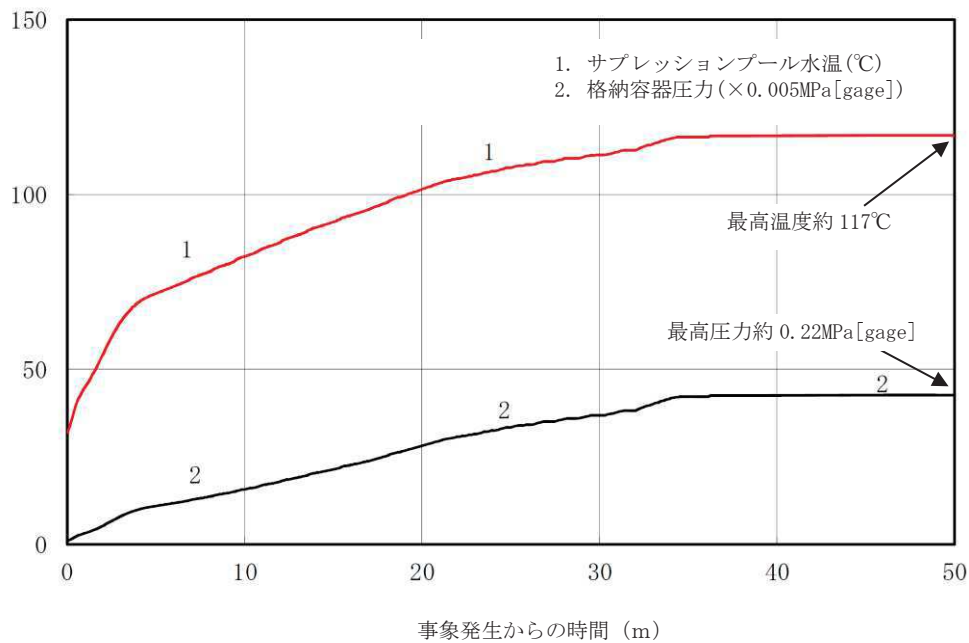
第 2.5.30 図 ほう酸濃度 10.3w% の場合の原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外) の推移 (事象発生から 50 分後まで)



第 2.5.31 図 ほう酸濃度 10.3w% の場合のサプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)



第 2.5.32 図 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



第 2.5.33 図 格納容器の除熱を考慮しない場合のサプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	・ 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による ECCS 起動確認	・ 逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage]) により 高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) が自動起動する	逃がし安全弁 【高圧炉心スプレイ系】 【低圧炉心スプレイ系】 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	ドライウエル圧力 圧力抑制室圧力 原子炉水位 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】
原子炉隔離時冷却系起動確認	・ 原子炉水位低 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する	【原子炉隔離時冷却系】	—	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】
自動減圧系作動阻止機能作動確認	・ 「中性子束高 (10%以上)」かつ「原子炉水位低 (レベル 2)」信号により自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動が阻止されることを確認する	自動減圧系作動阻止機能	—	原子炉水位 平均出力領域モニタ 原子炉圧力 ドライウエル圧力
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確認	・ 主蒸気隔離弁の閉止により、主復水器ホットウエルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、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が継続しているため炉心の冠水は維持される	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心スプレイ系】 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 復水貯蔵タンク水位

【 】: 重大事故等対策設備 (設計基準拡張)

■ : 有効性評価上考慮しない操作

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧代替注水系による原子炉水位維持	・高圧注水機能の喪失を確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
高圧炉心スプレイ系水源自動切替確認	・「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンク側からサブプレッションプール側へ切り替わることを確認する	【高圧炉心スプレイ系】 復水貯蔵タンク 【サブプレッションチェンバ】	—	復水貯蔵タンク水位 圧力抑制室水位
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	・ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する	ほう酸水注入系	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧炉心スプレイ系水源切替操作	・サブプレッションプール水温 80℃到達を確認後、中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の水源をサブプレッションプール側から復水貯蔵タンク側へ切り替える	【高圧炉心スプレイ系】 復水貯蔵タンク 【サブプレッションチェンバ】	—	サブプレッションプール水温度 復水貯蔵タンク水位 圧力抑制室水位
残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転	・中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始し、格納容器除熱を開始する	【残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）】	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッションプール水温度

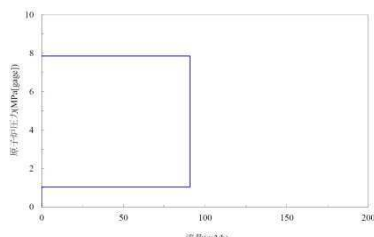

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.5.2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	プラント動特性：REDY	—	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から +133cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	30.3×10 ³ t/h	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による出力抑制効果が小さく、また、初期ボイド率が大きいことで圧力上昇時の出力上昇が大きくなる低流量側（定格炉心流量の85%）を設定
	主蒸気流量	4.735×10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
	給水温度	216℃	初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、400 秒程度で 33℃まで低下し、その後は 33℃一定に設定
	燃料及び炉心	9×9 燃料(A 型) (単一炉心)	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)の熱力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に 9×9 燃料(A 型)を設定
	核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	主蒸気隔離弁全閉直後、ボイド減少時の反応度印加が大きき結果を厳しくするようサイクル末期の値を使用し、ボイドフィードバックを大きく見積もる保守因子(1.25)を考慮し設定
	核データ (動的ドップラ係数)	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	減速材ボイド係数の解析条件を与える炉心の値を使用し、負のドップラ反応度フィードバックを小さめに評価する保守因子(0.9)を考慮し設定
	格納容器容積 (ドライウェル)	7,950m ³	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m ³	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水量	2,800m ³	サブプレッションプール水温を厳しく評価するため、通常運転時のサブプレッションプール水量の下限を設定
	サブプレッションプール水温	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力の実績を踏まえて設定
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起回事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源あり	給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから、外部電源は使用できるものと設定 また、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップしないため、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器の圧力及びサブプレッションプール水温上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定

第 2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	—
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計上の下限値 (最も短い時間) として設定
代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉圧力高 (7.35MPa[gage]) にて作動	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値
再循環ポンプトリップの作動時間遅れ	0.3 秒	—
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
電動機駆動原子炉給水ポンプ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプの駆動蒸気が喪失した後、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続。その後、復水器ホットウェル水位低下により停止。	給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水が継続するものとして設定 また、トリップ機能の設計値で停止するものとして設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 注水遅れ: 起動信号後 30 秒 90.8m ³ /h (ポンプ 1 台当たり, 原子炉圧力 7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 <原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性> 
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低 (レベル 2) 又はドライウェル圧力高 13.7kPa[gage]) にて自動起動 注水遅れ: 起動信号後 14 秒 設計値 318~1,050m ³ /h (ポンプ 1 台当たり, 7.79 ~1.38MPa[dif]において) を満足する機器の性能特性を考慮した注水流量	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 <高圧炉心スプレイ系ポンプによる注水特性> 
制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能	中性子束高 (10%以上) 及び原子炉水位低 (レベル 2) にて作動	制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の設計値として設定
ほう酸水注入系	163 リットル/分の流量で注入 ほう酸濃度 12.1wt%	流量については、ほう酸水注入系の設計値として設定 濃度については、印加反応度が遅くなるよう、運用値である 1200ppm の濃度を得られるボロンがほう酸水貯蔵タンクにあり、ほう酸水貯蔵タンクの液位が高液位である場合の濃度を設定
残留熱除去系 (サブプレッションプール水冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8.8MW (サブプレッションプール水温 52℃, 海水温度 26℃において)	残留熱除去系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.5.2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）切替操作	事象発生 10 分後 サブプレッションプール水の冷却開始は切替操作から 10 分後（事象発生 20 分後）	サブプレッションプール水温 32℃到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮して設定
	ほう酸水注入系運転操作	サブプレッションチェンバのプール水温度高（49℃）から 10 分後（事象発生約 11 分後）	サブプレッションプール水温 49℃到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮して設定
	高圧炉心スプレイ系の水源切替操作	事象発生 15 分後 （サブプレッションプール水温 100℃到達前）	サブプレッションプール水温 80℃到達から、運転員の操作余裕として約 6 分を考慮して設定

第 2.5.2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/4）

項目		主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：SCAT	—
初期条件	最小限界出力比（MCPR）	1.23	通常運転中の MCPR の下限値
	燃料棒最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	通常運転中の MLHGR の上限値
沸騰遷移判定（時刻）		GEXL 相関式	—
沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達率		修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット相関式		「BWR における過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式 2	—

評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性

今回の申請において示した解析ケース（以下、「ベースケース」という。）では、評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期としている。この評価条件とした理由を以下に示す。

プラントの動特性の評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいくほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、出力増加量を厳しくする。

動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（ β 値）で除した値であり、動的ボイド係数は一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。また、今回の評価ではボイド率が40%から55%程度で推移することから、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ β 値）を表1に、今回の評価におけるボイド率の推移を図1に、減速材ボイド係数を図2に、動的ボイド係数を図3に示す。

上記の通り、サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮し、評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とした。

表1 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ β 値）

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 （ β 値）	0.0060	0.0053

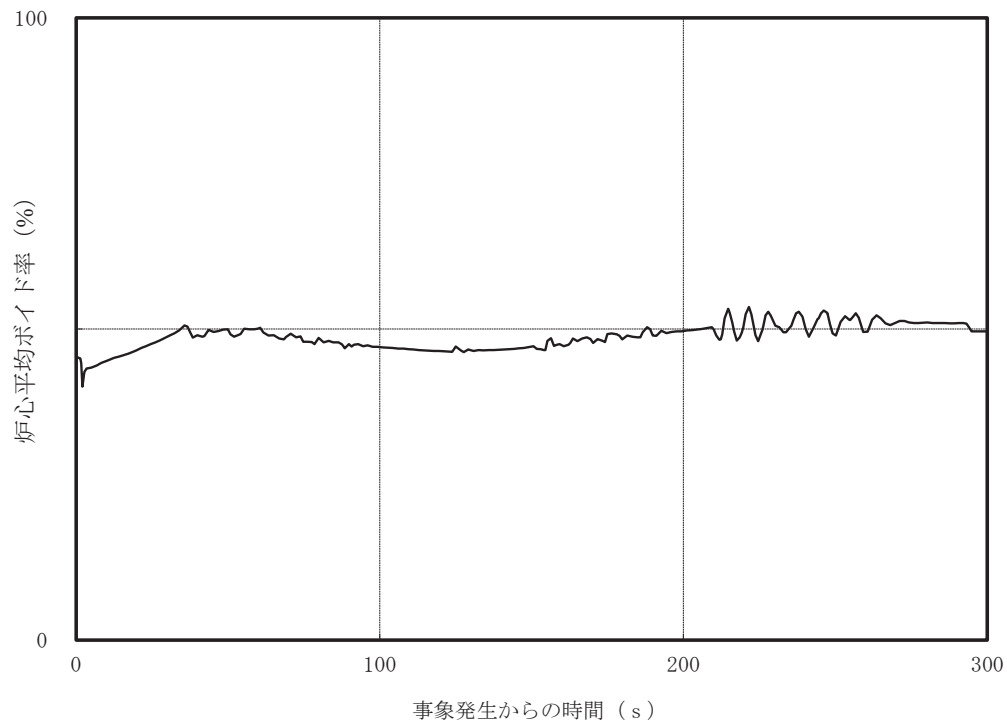


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移
(事象発生から300秒後まで)

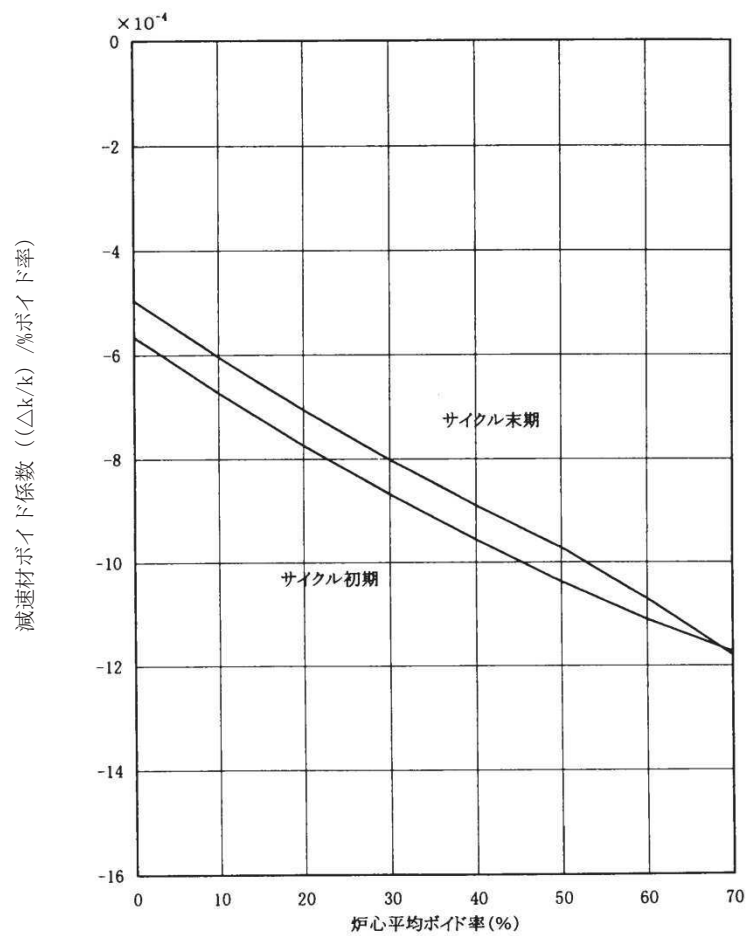


図2 減速材ボイド係数 (9x9燃料 (A型) 平衡炉心)

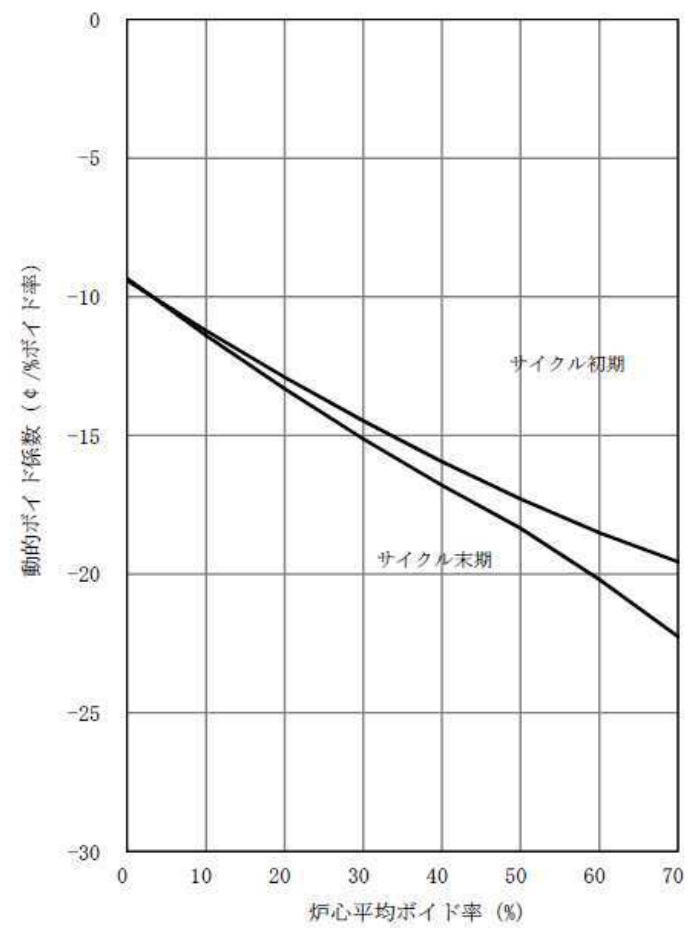


図3 動的ボイド係数 (9x9燃料 (A型) 平衡炉心)

安定状態について

原子炉停止機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。また，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し，未臨界が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系によるサプレッションプール水冷却モードによる格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることなく，格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（REDY）（1/2）

【REDY】					
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	核分裂出力	核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル（ボイド・ドブブラ）	動的ボイド係数の保守因子 （ <input type="text"/> の安全余裕を考慮） 動的ドブブラ係数の保守因子 （ <input type="text"/> の安全余裕を考慮）	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドブブラ係数）の項にて述べる。	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドブブラ係数）の項にて述べる。
		反応度モデル（ボロン）	高温停止に必要なボロン 反応度：-3%Δk	ほう酸水の拡散の違いにより、ボロン反応度印可割合が変わり、未臨界までの時間に影響するが、ほう酸水注入系の操作開始時間に与える影響はない。	高温停止に必要なボロン反応度が小さい方が、格納容器圧力とサブプレッションプール水温を厳しく評価するが、ボロン反応度の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第3部 REDY））。
	崩壊熱	崩壊熱モデル	1 秒後+0.8%/ -0.1%	崩壊熱モデルによる不確かさの影響は小さく、挙動が大幅に変わることはないことから、運転員操作時間等に与える影響はない。	崩壊熱が大きい方が格納容器圧力とサブプレッションプール水温を厳しく評価するが、崩壊熱モデルの感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第3部 REDY））。
	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心流量補正 ：補正無し/最大補正 二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は、原子炉出力変化に影響を及ぼし、燃料被覆管温度、サブプレッションプール水温及び原子炉水位変化に影響すると考えられる。しかしながら、その影響は小さく、多少の挙動の変化は運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ボイドモデル等の仮定の不確かさにより、補正量が大きい方が、炉心流量が小さくなった場合に炉心ボイド率を少なめに模擬することから原子炉出力を高めに評価し、燃料被覆管温度を厳しめに評価するが、炉心流量補正の感度解析結果より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第3部 REDY））。
原子炉圧力容器	冷却材流量変化（強制循環時）	再循環モデル	再循環ポンプ慣性時定数 ：+10%/ -10%	再循環ポンプ慣性時定数の影響は、再循環ポンプトリップ時の炉心流量及び原子炉出力変化に影響するが、事象発生初期短時間の影響であり、運転員操作の起点となるサブプレッションプール水温や原子炉水位変化に影響を与えるものではないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	冷却材流量変化（強制循環時）速度が小さいと原子炉バウンダリ圧力が高く評価され、大きいと燃料被覆管温度を厳しく評価するが、再循環ポンプ慣性定数の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第3部 REDY））。
	冷却材流量変化（自然循環時）	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる。	自然循環流量は、再循環ポンプトリップ後の炉心流量変化として、原子炉出力変化に影響し、サブプレッションプール水温や原子炉水位変化に影響する可能性があるが、実機試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	自然循環流量が大きいと燃料被覆管温度が高くなる可能性はあるが、実機試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現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が小さいことを確認している。
	冷却材（臨界流・差圧流）	逃がし安全弁モデル	逃がし弁流量 ：+16.6%	逃がし弁流量が多くなると、原子炉水位の低下やサブプレッションプール水温の上昇が早くなるなどの影響が考えられるが、逃がし弁流量の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい（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（第3部 REDY））。	逃がし弁流量が多くなると、原子炉水位の低下やサブプレッションプール水温が早くなるなどの影響が考えられるが、逃がし弁流量の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第3部 REDY））。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（REDY）（2/2）

【REDY】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	給水系モデル	給水エンタルピ ：モデルの仮定に含まれる。	解析コードは保守的なモデルを用いているため、実際の給水エンタルピの低下は遅く、給水加熱喪失による出力上昇が遅くなり、サブプレッションプール水温の上昇が緩和されることから、運転員等操作に若干の時間余裕が生じる。	解析コードは給水エンタルピに関して保守的な値を用いているため、給水エンタルピの低下を大きく評価し、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
			高圧炉心スプレイ系流量 ：入力値に含まれる。	表 2「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	表 2「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
			サブプレッションプール水温の初期エンタルピ：-104kJ/kg（-25℃）	初期のサブプレッションプール水温（初期エンタルピ）が低いと、サブプレッションプール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが、サブプレッションプール水の初期エンタルピの感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（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（第 3 部 REDY））。	初期のサブプレッションプール水温（初期エンタルピ）が低いと、格納容器圧力とサブプレッションプール水温に影響を与える可能性があるが、サブプレッションプール水の初期エンタルピの感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第 3 部 REDY））。
ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的値を使用	解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、未臨界までの時間を遅く評価し、サブプレッションプール水温及び格納容器圧力を高めに評価する。現実にはこれらのパラメータの上昇が遅れる側であるが、ほう酸水注入開始以降に実施する運転操作である高圧炉心スプレイ系水源切替操作に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、未臨界までの時間を遅く評価し、サブプレッションプール水温及び格納容器圧力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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。	
格納容器	サブプレッションプール水冷却	格納容器モデル	モデルの仮定に含まれる。	表 2「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	表 2「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（SCAT）

【SCAT】					
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	出力分布変化	出力分布モデル	入力値に含まれる。解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため、燃料被覆管温度は高く評価される。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため、燃料被覆管温度は高く評価される。このため、実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力することにより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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	入力値に含まれる。解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため、過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高めに評価されるが有意ではない。	解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため、過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高く評価される。このため、実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力することにより過渡的な遷移沸騰時の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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは燃料棒表面熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正Dougall-Rohsenow 式）を採用したことに加えて輻射熱伝達を無視しているため燃料棒表面の熱伝達係数は概ね小さく評価される。	解析コードでは、燃料棒表面熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正Dougall-Rohsenow 式）を採用し、輻射熱伝達を無視しているため、燃料棒表面の熱伝達係数は概ね小さく評価される。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析コードによる評価結果よりも大きめとなり、燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低めとなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒表面熱伝達を概ね保守的に評価する相関式の採用及び輻射熱伝達を無視した取扱いにより燃料被覆管温度を概ね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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。なお、燃料被覆管温度が概ね高く評価されるため、リウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を仮定しても評価項目となるパラメータは評価項目の要件を満足する。 (添付資料2.5.4)
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	入力条件に含まれる。解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として、初期条件を運転制限MCPRとなるバンドル出力及びバンドル流量とし、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。	解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として、初期条件を運転制限MCPRとなるバンドル出力、バンドル流量とし、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。このため、実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは沸騰遷移が生じやすい条件設定によって燃料被覆管温度を概ね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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	気液熱非平衡	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正Dougall-Rohsenow 式）を適用し、加えて輻射熱伝達を無視しているため、蒸気温度を飽和として熱伝達を取り扱っても燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。このため、燃料被覆管温度に対する気液の熱的非平衡の影響を概ね保守的に取り扱っているとよい。	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正Dougall-Rohsenow 式）を適用し、加えて輻射熱伝達を無視しているため、気液の熱的非平衡の影響を概ね保守的に取り扱えることから、燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。しかしながら、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは概ね保守的に評価する相関式（修正Dougall-Rohsenow 式）を適用し、輻射熱伝達を無視することで、気液の熱的非平衡の影響を概ね保守的に取り扱うことができ、燃料被覆管温度を概ね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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1/4）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	2,435MWt 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、燃料棒最大線出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、燃料棒最大線出力密度にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa [gage]	約 6.68 MPa [gage] ～6.87MPa [gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合においても、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さく、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おいても、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。
	炉心流量	30.3×10 ³ t/h (定格流量の85%)	定格流量の約87%～104% (実測値)	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による出力抑制効果が小さく、また、初期ボイド率が大きいことで圧力上昇時の出力上昇が大きくなる低流量側（定格炉心流量の85%）を設定	最確条件とした場合、原子炉圧力の上昇が緩和されるが、事象発生から極短時間での事象であり、その後の事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、原子炉圧力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実際の安全余裕は大きくなる。
	主蒸気流量	4.735×10 ³ t/h	3.658×10 ³ t/h ～4.748×10 ³ t/h (実測値)	定格主蒸気流量として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、主蒸気は主蒸気隔離弁により早期に遮断されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、主蒸気は主蒸気隔離弁により早期に遮断されるため事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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、事象発生約 300 秒後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約 5m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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、事象発生約 300 秒後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約 5m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	給水温度	216℃	約 215℃～217℃ (実測値)	初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、400 秒程度で 33℃まで低下し、その後は 33℃一定に設定	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得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の給水温度低下量に対して非常に小さい。具体的には、事象発生約 400 秒後の給水温度の低下量は初期温度約 180℃であるのに対してゆらぎによる温度低下量は約 1℃ であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の給水温度低下量に対して非常に小さい。具体的には、事象発生約 400 秒後の給水温度の低下量は初期温度約 180℃であるのに対してゆらぎによる温度低下量は約 1℃ であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料及び炉心	9×9 燃料 (A 型) (単一炉心)	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、ともに修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式 2 の保守性に概ね包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は大きくないことから、運転員等操作時間に与える影響は有意とならない (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 4 部 SCAT))。	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、ともに炉心動特性及びポスト BT 挙動の評価特性に主に由来する安全余裕に概ね包含されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は有意とならない (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 4 部 SCAT))。
	最小限界出力比	1.23	約 1.31 以上 (実績値)	通常運転中の MCPR の下限値 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇幅等は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇幅等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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 (実績値)	通常運転中の MLHGR の上限値 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/4）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	核データ（動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の1.25倍	—	最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シナリオの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（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（第3部 REDY））。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度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実際の安全余裕は評価結果より大きくなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シナリオの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせと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とを確認している（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）。	
	核データ（動的ドップラ係数）	平衡サイクル末期の値の0.9倍	—	最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（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（第3部 REDY））。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度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実際の安全余裕は評価結果より大きくなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認している（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）。	
	格納容器容積（ドライウエル）	7,950m ³	7,950m ³ （設計値）	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m ³	7,950m ³ （設計値）	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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。
	サブプレッションプール水量	2,800m ³	約2,840m ³ ～2,870m ³ （実測値）	サブプレッションプール水温を厳しく評価するため、通常運転時のサブプレッションプール水量の下限を設定	最確条件とした場合、解析条件よりも水量が大きくなるため、サブプレッションプール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが、熱容量の増分は僅かであり、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、解析条件よりも水量が大きくなるため、格納容器の熱容量は大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、熱容量の増分は僅かであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッションプール水温	32℃	約27～32℃（実測値）	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッションプール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが、事象初期の温度上昇に対してその影響は僅かであり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉へのECCSによる注水に伴う反応度印加の観点では、最確条件の方がサブプレッションプール水温は低いため、解析条件よりも高い反応度を印加することとなるが、最確条件と解析条件の差は僅かであり、原子炉への注水流量の観点では給水系が支配的であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～6.9kPa[gage]（実測値）	通常運転時の格納容器圧力の実績を踏まえて設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、格納容器圧力は事象発生約34分後に最大値の約0.19MPa[gage]に到達するが、この最大値と比べてゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、格納容器圧力は事象発生約34分後に最大値の約0.19MPa[gage]に到達するが、この最大値と比べてゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	40℃	約20℃～40℃（実測値）	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて設定	最確条件とした場合、解析条件よりも水温が低くなるため、事象進展に影響を与えることが考えられるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合、解析条件よりも水温が低くなるため、事象進展に影響を与えることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。（添付資料2.5.6）
	外部水源の容量	約1,192m ³	約1,192m ³ 以上	通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3/4）

項目	解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	—	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定	
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失，手動スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失	—	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定	—
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	—	サイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいため，ボイド反応度印加割合が大きくなり，保守的な評価となることを考慮して設定 (添付資料 2.5.1)	
	外部電源	外部電源あり	—	給水を継続するほうが，出力上昇が大きくなり，評価を厳しくすることから，外部電源は使用できるものと設定 また，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップしないため，原子炉出力が高く維持されることから，格納容器の圧力，サブレーションプール水温上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定	仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉への給水も行われず，原子炉出力が低くなるため，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕が評価結果より大きくなる。 (添付資料 2.5.5)
機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	主蒸気隔離弁閉	—	—
	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	閉止時間：3秒	閉止時間：3秒以上5秒以下	設計値のうち下限（最も短い時間）として設定	最確条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが，事象発生から極短時間での動作であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉圧力高（7.35MPa[gage]）にて作動	原子炉圧力高（7.35MPa[gage]）にて作動	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	電動機駆動原子炉給水ポンプ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプの駆動蒸気が喪失した後，電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続。その後，復水器ホットウエル水位低下により停止	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプの駆動蒸気が喪失した後，電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続。その後，復水器ホットウエル水位低下により停止	給水を継続するほうが，出力上昇が大きくなり，評価を厳しくすることから電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水が継続するものとして設定。 また，トリップ機能の設計値で停止するものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m ³ /h（ポンプ1台当たり，原子炉圧力7.86～1.04MPa[gage]において）にて注水 注水遅れ：起動信号後30秒	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m ³ /h（ポンプ1台当たり，原子炉圧力7.86～1.04MPa[gage]において）にて注水 注水遅れ：起動信号後30秒	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル2）又はドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 設計値318～1,050m ³ /h（ポンプ1台当たり，7.79～1.38MPa[diff]において）を満足する機器の性能特性を考慮した注水流量にて注水 注水遅れ：起動信号後14秒	原子炉水位低（レベル2）又はドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 設計値318～1,050m ³ /h（ポンプ1台当たり，7.79～1.38MPa[diff]において）を満足する機器の性能特性を考慮した注水流量にて注水 注水遅れ：起動信号後14秒	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4/4）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
機器条件	制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能	中性子束高（10%以上）及び原子炉水位低（レベル2）にて作動	中性子束高（10%以上）及び原子炉水位低（レベル2）にて作動	制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ほう酸水注入系	163 リットル/分の流量で注入 ほう酸濃度 12.1wt%	流量：163 リットル/分 濃度：10.3wt% ～13.4wt%	流量については、ほう酸水注入系の設計値として設定 濃度については、印加反応度が遅くなるよう、運用値である1200ppmの濃度を得られるボロンがほう酸水貯蔵タンクにあり、ほう酸水貯蔵タンクの液位が高液位である場合の濃度を設定	最確条件とした場合、解析条件よりもほう酸濃度が低くなるため、未臨界までの時間が長くなり、事象進展に影響を与えることが考えられるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件（10.3wt%、工事計画認可申請書における必要ボロン濃度1000ppmの濃度を得られるボロンがほう酸水貯蔵タンクにあり、タンク液位が高液位における濃度）とした場合、解析条件よりもほう酸濃度が低くなるため、未臨界までの時間が長くなり、事象進展に影響を与えることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料2.5.7)
	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8.8MW（サブプレッションプール水温52℃、海水温度26℃において）	熱交換器1基あたり約8.8MW（サブプレッションプール水温52℃、海水温度26℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、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

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）切替操作	事象発生 10 分後 サブプレッションプールの冷却開始は切替操作から 10 分後（事象発生 20 分後）	サブプレッションプール水温 32℃到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値	<p>【認知】 原子炉停止機能喪失時に原子炉出力が高く、かつ原子炉が隔離状態にある場合は、サブプレッションプール水温の上昇は重要な監視パラメータであり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）切替操作は制御盤の操作スイッチによる操作であり、2系列の残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）切替操作の操作所要時間に 10 分間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）切替操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>状態把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に操作が遅れた場合、格納容器除熱の開始が遅れることで、事象進展に影響を与えることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>（添付資料 2.5.10）</p>	<p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）切替操作は、仮に操作が遅れた場合、格納容器の除熱の開始が遅れることで、サブプレッションプール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シナジスにおけるサブプレッションプール水温の最高温度は約 113℃であり、サブプレッションプールの冷却を開始する事象発生から 20 分後におけるサブプレッションプール水温の上昇率は 2℃/分程度であることから、200℃に対して時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、圧力抑制室温度高（32℃）の発報から約 6 分で残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	ほう酸水注入系運転操作	サブプレッションチェンバのプール水温 49℃ から 10 分後（事象発生約 11 分後）	サブプレッションプール水温 49℃到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値	<p>【認知】 ほう酸水注入系運転操作は、原子炉停止機能喪失時にサブプレッションプール水温が 49℃に到達した場合に他の操作に優先して実施する手順としていることから解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。なお、原子炉出力が高く、かつ原子炉が隔離状態にある場合は、サブプレッションプール水温の上昇は重要な監視パラメータであり、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 ほう酸水注入系起動操作は制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は、制御棒の挿入操作、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作及び高圧炉心スプレー系水源切替操作が並行して行われているが、運転員の並列操作の中でもほう酸水注入系の起動操作は、サブプレッションプール水温 49℃到達が確認され次第、優先して行う手順となっているため操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は 10 分間を設定しているが、サブプレッションプール水温が 49℃に到達した場合は、ほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する手順としていること、また本操作は中央制御室内で行う簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温は解析結果よりも低くなる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系操作開始前に最大となることから影響はない。</p>	<p>ほう酸水注入系運転操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界までの時間が長くなることで、サブプレッションプール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シナジスにおけるサブプレッションプール水温の最高温度は約 113℃であり、ほう酸水の注入を開始する事象発生約 11 分後におけるサブプレッションプール水温の上昇率は 2℃/分程度であることから、200℃に対して時間余裕がある。</p> <p>（添付資料 2.5.8）</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、圧力抑制室温度高高（49℃）警報の発報から約 2 分でほう酸水注入系運転を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	高圧炉心スプレー系水源切替操作	事象発生 15 分後（サブプレッションプール水温 100℃到達前）	サブプレッションプール水温 80℃到達から運転員の操作余裕として約 6 分を考慮して設定	<p>【認知】 高圧炉心スプレー系水源切替操作は、解析上サブプレッションプール水温 100℃到達前としているが、実際にはサブプレッションプール水温 80℃到達を確認し、高圧炉心スプレー系水源切替操作の必要性を判断することから操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 高圧炉心スプレー系水源切替操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作スイッチ 1 個の操作による電動弁 2 個の動作が必要ではあるが、サブプレッションプール水温上昇に対して操作所要時間は十分に短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作及び残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作が並行して行われており、ほう酸水注入系の起動操作を行う運転員と同じ運転員が対応することから操作開始時間は変動し得るが、並列操作を考慮した操作開始時間を設定しているため、解析上の想定よりも大幅な遅れが生じることは考えにくい。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は約 6 分間を想定しているが、サブプレッションプール水温 80℃到達が確認され次第、高圧炉心スプレー系水源の切替操作を速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内の簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、水源切替操作開始時間を早める。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う簡易なスイッチ操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度に影響を与える可能性があるが、注水温度が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>なお、水源切替は燃料被覆管温度（セカンドピーク）が発生した以降の操作であることから、燃料被覆管温度に影響はない。</p>	<p>高圧炉心スプレー系水源切替操作は、サブプレッションプール水温が 80℃に到達した時点で開始する操作としている。サブプレッションプール水温が 80℃に到達した時点から約 6 分後に操作を開始した場合でも、評価項目となるパラメータの要件を満足することから、事象発生から 6 分程度の時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練（模擬操作含む）を取得。訓練では、条件成立を前提として、約 2 分で高圧炉心スプレー系水源切替操作を完了。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

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

1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響

有効性評価では、炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認するための評価項目として、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。」が挙げられており、その要件として、「燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。」及び「燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。」（以下、「炉心冷却の要件」という。）が定められている。

原子炉停止機能喪失の有効性評価における燃料被覆管温度の上昇は、原子炉圧力の上昇や、原子炉圧力容器へのサブクールの大いなる冷却材の注入等、反応度投入に伴う出力上昇により、燃料被覆管表面での沸騰遷移（ドライアウト）が生じる状況下で確認される。

ドライアウトに至り、急激に上昇した燃料被覆管温度は、再び冷却材によって冷却されることで急激に低下するが、燃料被覆管温度が上昇している途中で冷却材によって冷却される場合、冷却に転じる時点の燃料被覆管温度はリウエットのモデルの影響を大きく受けることとなる。

有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、リウエット評価に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式2を用いている。「原子炉停止機能喪失」では、主蒸気隔離弁閉止による原子炉出力上昇に伴いドライアウトが生じ、再循環ポンプトリップに伴う原子炉出力低下によってリウエットする状況（ファーストピーク）と、給水加熱喪失による出力上昇に伴いドライアウトが生じ、給水流量喪失に伴う原子炉出力低下によってリウエットする状況（セカンドピーク）が確認される。また、セカンドピークでは、逃がし安全弁開閉による出力変動によりドライアウトとリウエットを繰り返す挙動を示している。

ファーストピークの範囲では、原子炉出力の低下に合わせて燃料被覆管温度が緩やかな上昇を示した以降にリウエットして冷却されることから、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響は大きくないことが確認できる。一方、セカンドピークの範囲におけるドライアウトとリウエットを繰り返す挙動では、燃料被覆管温度は急激な上昇過程でリウエットして冷却されることから、セカンドピークの範囲における相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられる。

このため、セカンドピークの範囲となる給水加熱喪失により出力が増加する以降でリウエットを考慮しない条件で燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。

2. 評価条件

給水加熱喪失により出力が増加する以降でリウエットを考慮しない場合について評価した。その他の条件については、今回の申請において示した解析ケース（以下、

「ベースケース」という。)と同等である。

3. 評価結果

リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を図1に、ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図2示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

リウエットを考慮しない場合、給水加熱喪失時では、リウエットに伴う燃料被覆管温度の低下が生じることなく、燃料被覆管温度は高い状態が継続するため、燃料被覆管温度(セカンドピーク)の値はベースケースより大きくなる。その後、原子炉水位低下に伴う自然循環力低下で炉心流量が減少し出力低下することで、燃料被覆管温度は低下する。

燃料被覆管温度(セカンドピーク)は、リウエットを考慮しないことにより、ベースケースと比べて約30℃高い値になるが、燃料被覆管温度(ファーストピーク)より低いため、燃料被覆管の最高温度はベースケースと変わらず炉心冷却の要件の1つである1,200℃を下回る。また、燃料被覆管の酸化量も、ベースケースと変わらず、炉心冷却の要件の1つである15%を下回る。

以上の結果より、リウエットを考慮しない場合について、原子炉停止機能喪失事象への炉心損傷防止対策の有効性を評価しても炉心冷却の要件を満足することを確認した。したがって、リウエットのモデルの精度に係らず、有効性評価「原子炉停止機能喪失」において炉心冷却の要件を満足することが可能である。

表1 解析結果

項目	感度解析	ベースケース	評価項目
リウエット	考慮せず	相関式2	
燃料被覆管最高温度 (°C) ファーストピーク	約 961 (14 ノード)	約 961 (14 ノード)	1,200°C以下
燃料被覆管最高温度 (°C) セカンドピーク	約 848 (17 ノード)	約 818 (18 ノード)	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下

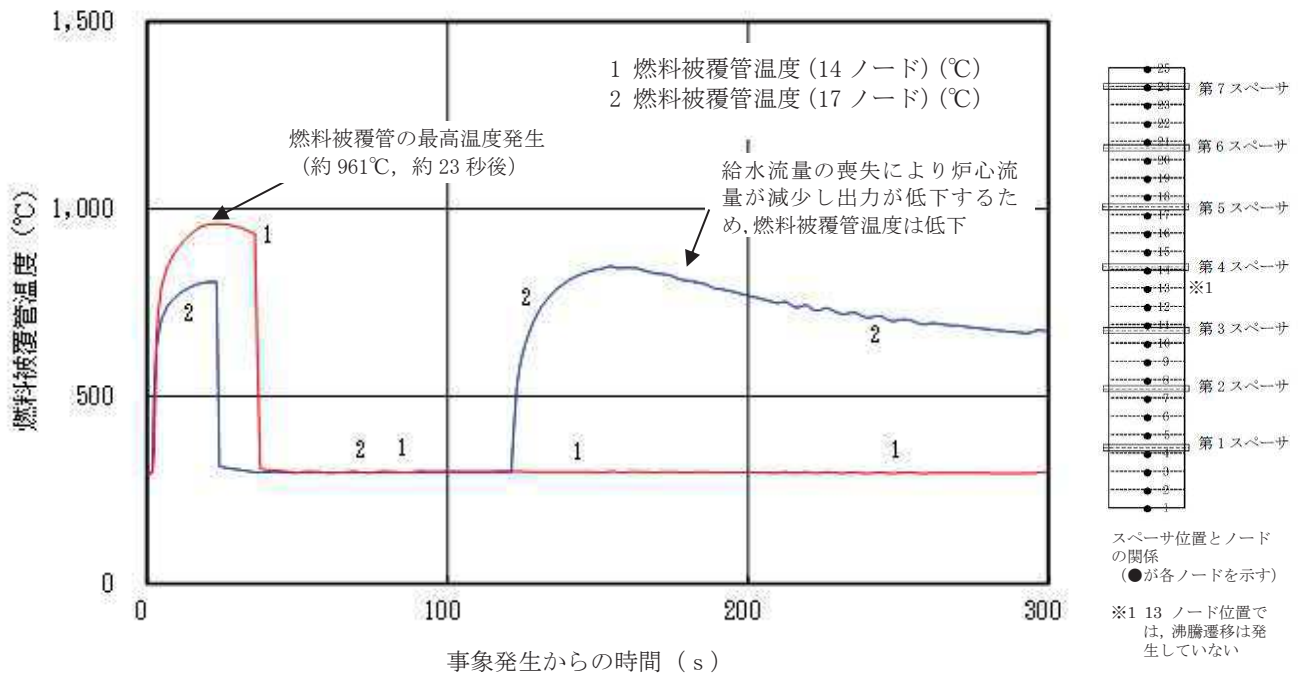


図1 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず)

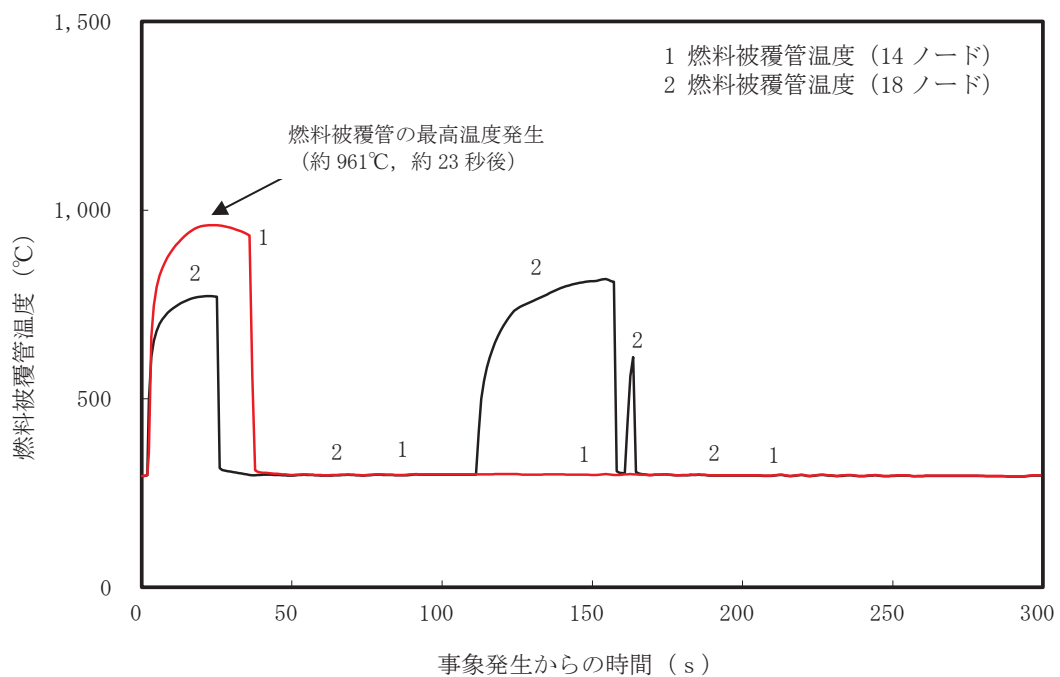


図2 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース)

外部電源喪失を想定した場合の感度解析

有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなるため、外部電源は喪失しない条件としている。

この条件設定の選択が結果に及ぼす影響を定量的に把握するために、事象発生時点で外部電源が喪失した場合の解析評価を行った。

解析条件は、以下の変更以外、今回の申請において示した解析ケース（以下、「ベースケース」という。）と同等である。

- (1) 事象発生直後に再循環ポンプがトリップする。
- (2) 事象発生直後にタービン駆動原子炉原子炉給水ポンプがトリップし、後備の電動機駆動原子炉給水ポンプは起動しない。
- (3) 高圧炉心スプレイ系は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の起動を考慮した注水遅れを適用する。

解析結果を表1及び図1から図6に示すが、外部電源がある方が結果は厳しくなる。

表1 解析結果

項目	感度解析 (外部電源 なし)	ベースケース (外部電源 あり)	評価項目
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.50	約 9.42	10.34 MPa[gage] (最高使用圧力の 1.2倍)を下回る
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.13	約 0.19	0.854 MPa[gage] (限界圧力)を下回 る
サプレッションプール水温 (℃)	約 98	約 113	200℃ (限界温度) を下回る
燃料被覆管最高温度 (℃)	約 730 (18 ノード)	約 961 (14 ノード)	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下	酸化反応が著しく なる前の燃料被覆 管厚さの15%以下

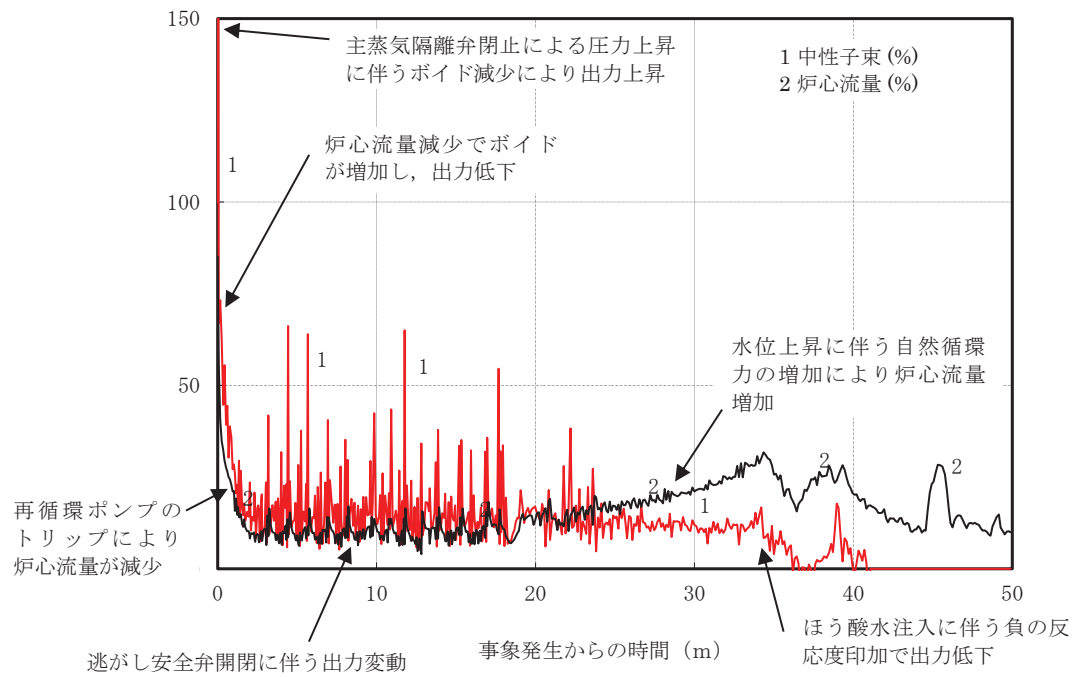


図1 中性子束及び炉心流量の推移

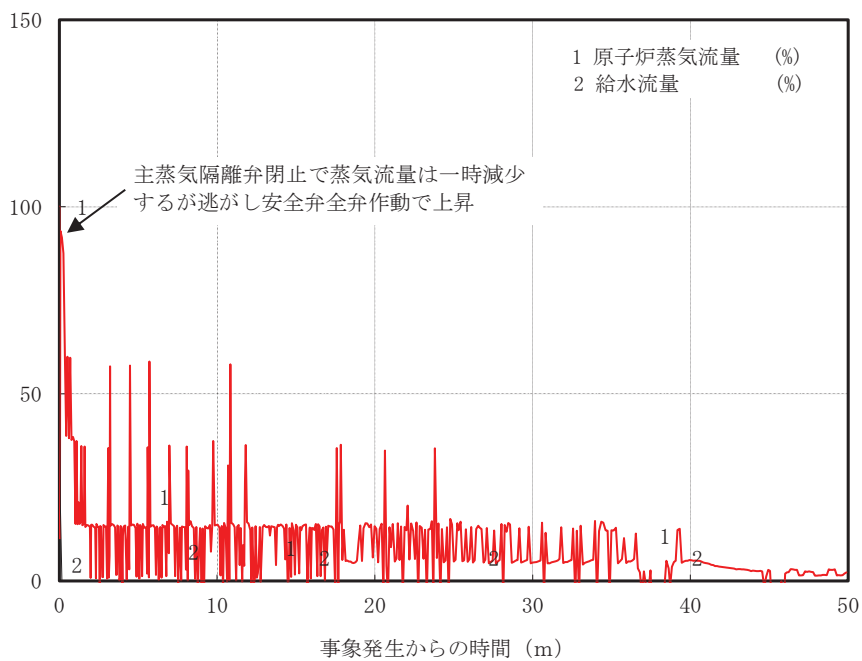


図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移

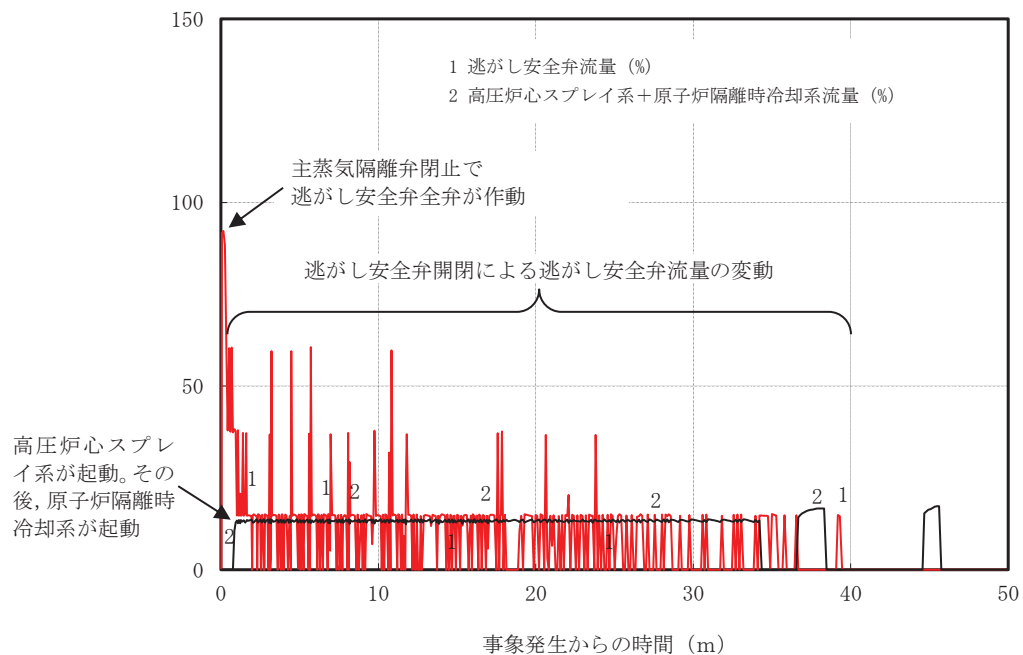


図3 逃がし安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系＋原子炉隔離時冷却系流量の推移

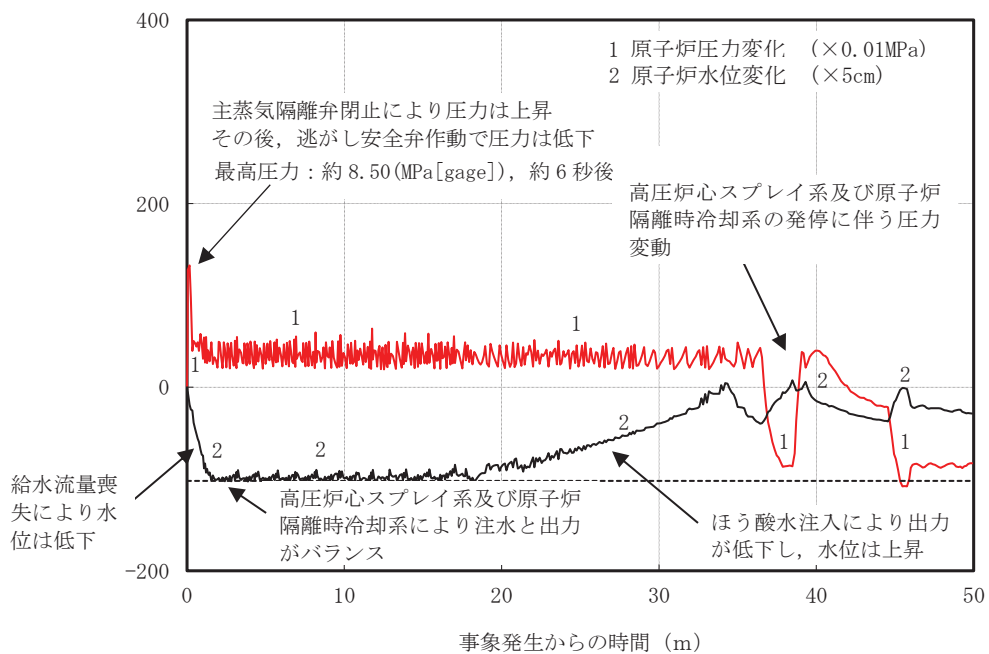


図4 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外）の推移

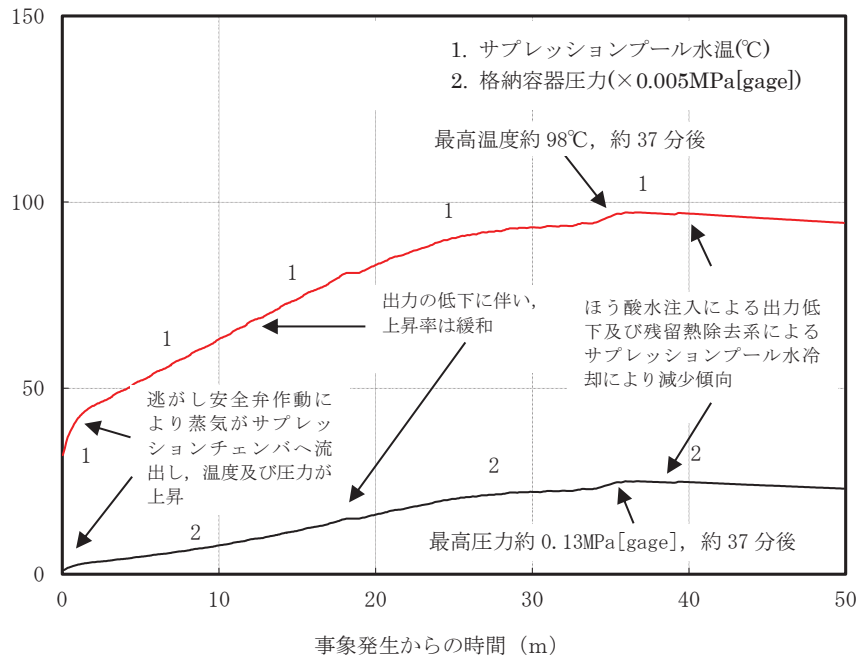


図5 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移

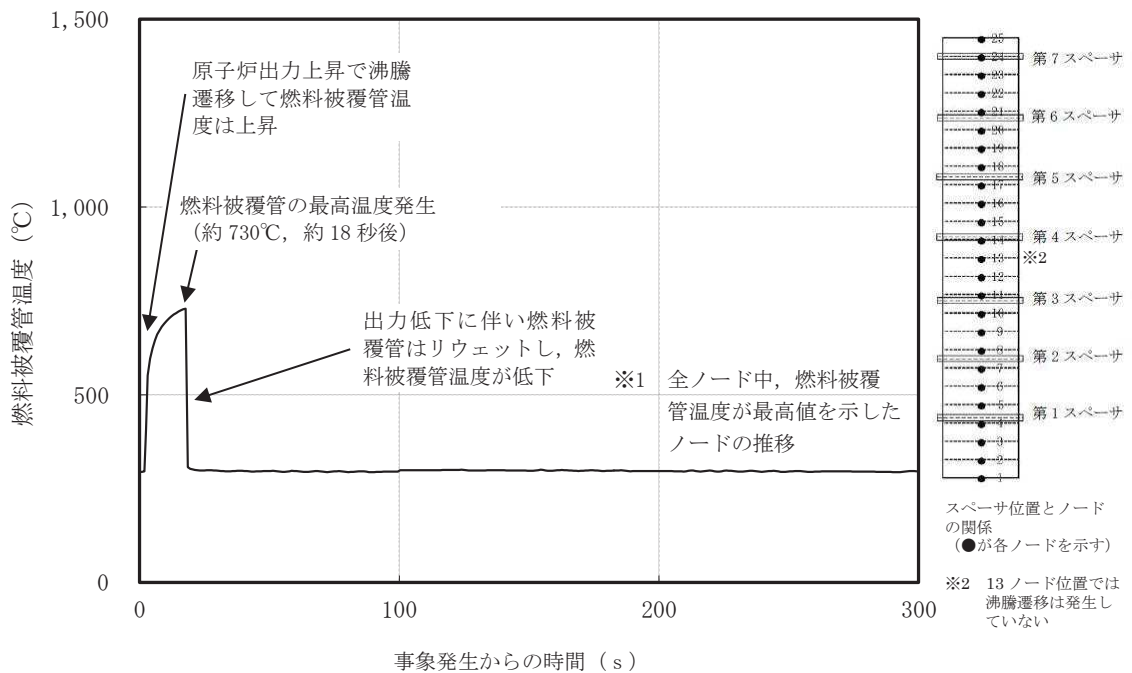


図6 燃料被覆管温度^{※1}の推移

注水温度に関する感度解析

有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、水源を復水貯蔵タンクとしている際の注水温度は、復水貯蔵タンク温度として40℃を設定している。

復水貯蔵タンクからの注水温度の影響を確認するため、40℃より低温側での解析評価を行った。復水貯蔵タンクは、水温が15℃になると補助ボイラの蒸気により加熱する管理としているが、表1に示すとおり、解析条件として設計上の最低使用温度である10℃を注水温度とした。なお、注水温度以外の解析条件は今回の申請において示した解析ケース（以下、「ベースケース」という。）と同等である。

解析結果を表2及び図1から図6に示す。事象初期のドライウェル圧力高で高圧炉心スプレイ系が起動注水されるまではベースケースと変わらない。したがって、事象初期の出力上昇時にピーク値となる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力及び燃料被覆管温度（ファーストピーク）の値はベースケースと変わらない。

給水加熱喪失時に発生する被覆管温度（セカンドピーク）は、ベースケースに比べ低い値となる。復水貯蔵タンク水温10℃の場合は、注入直後の蒸気凝縮効果が大きく働き、一時的に原子炉は減圧する。これにより、ダウンコマ上部の飽和水が減圧沸騰して、水位が上昇するため、給水流量が絞り込まれて炉心入口サブクーリングが小さくなる。その結果、中性子束が減少（表面熱流束も小さい）し、被覆管温度が低くなる。

また、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温についても、ベースケースより僅かに低い結果である。

以上のとおり、注水温度の影響は小さいことを確認した。

表1 解析条件

解析条件	感度解析	ベースケース
注水温度 (°C) (水源：復水貯蔵タンク)	10	40

表2 解析結果

項目	感度解析 (注水温度 10°C)	ベースケース (注水温度 40°C)	評価項目
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.42	約 9.42	10.34 MPa[gage] (最高使用圧力の 1.2倍)を下回る
格納容器圧力(MPa[gage])	約 0.19	約 0.19	0.854 MPa[gage] (限界圧力)を 下回る
サプレッションプール水 温 (°C)	約 111	約 113	200°C (限界温度) を下回る
燃料被覆管最高温度 (°C) ファーストピーク	約 961 (14 ノード)	約 961 (14 ノード)	1,200°C以下
燃料被覆管最高温度 (°C) セカンドピーク	約 759 (19 ノード)	約 818 (18 ノード)	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下	酸化反応が著しく なる前の燃料被覆 管厚さの15%以下

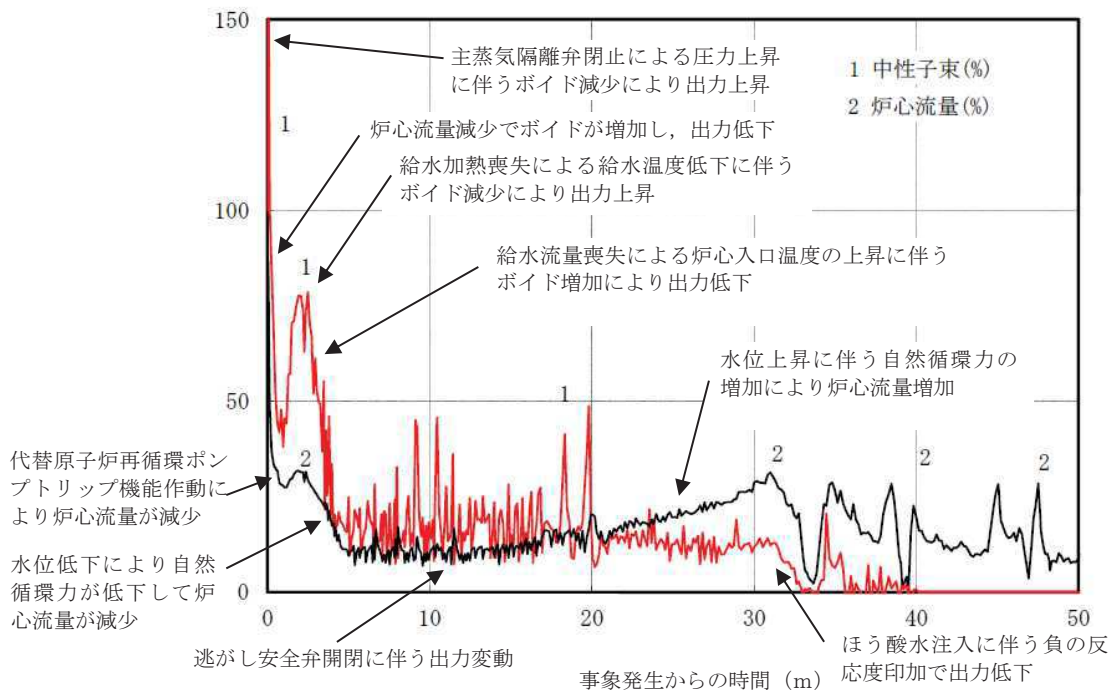


図1 中性子束及び炉心流量の推移

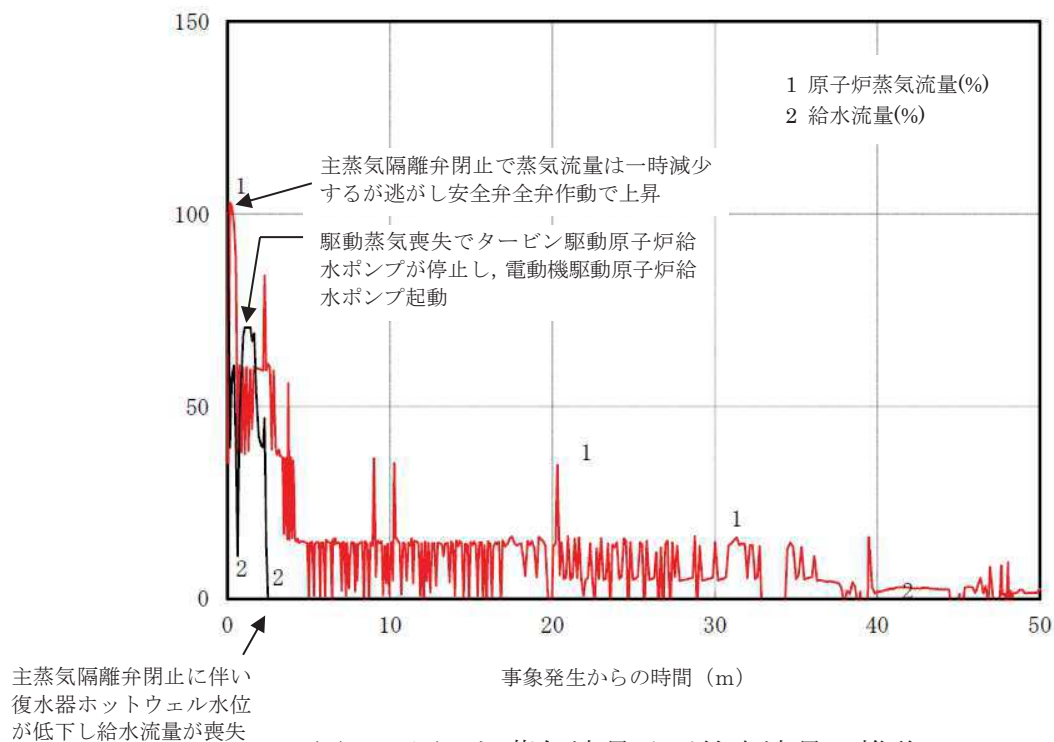


図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移

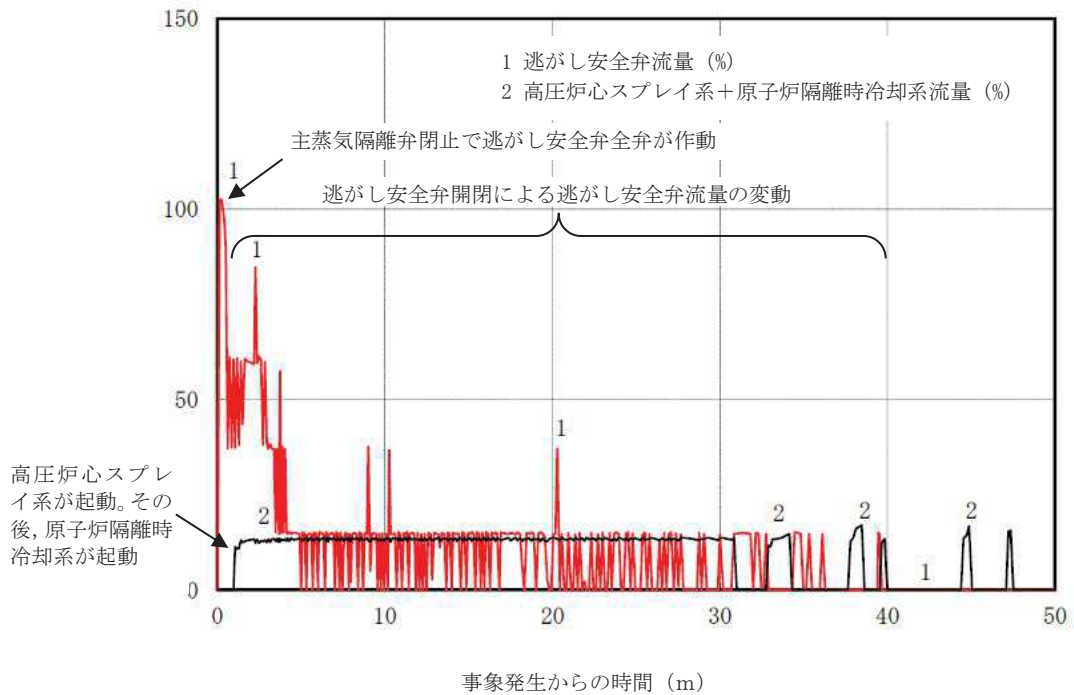


図3 逃がし安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系＋原子炉隔離時冷却系流量の推移

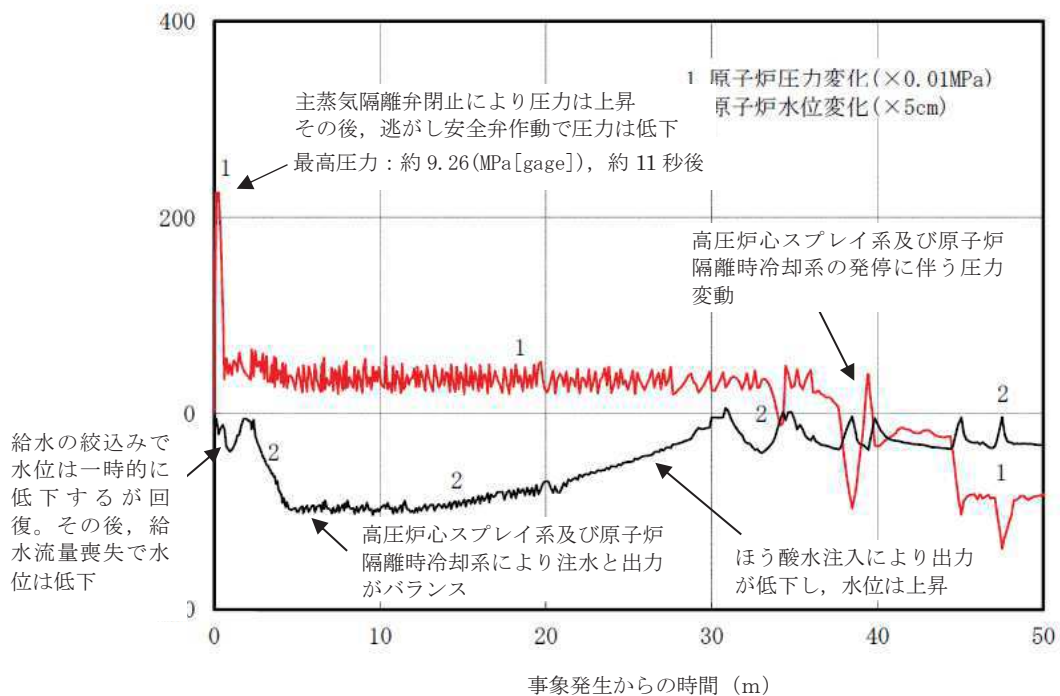


図4 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外）の推移

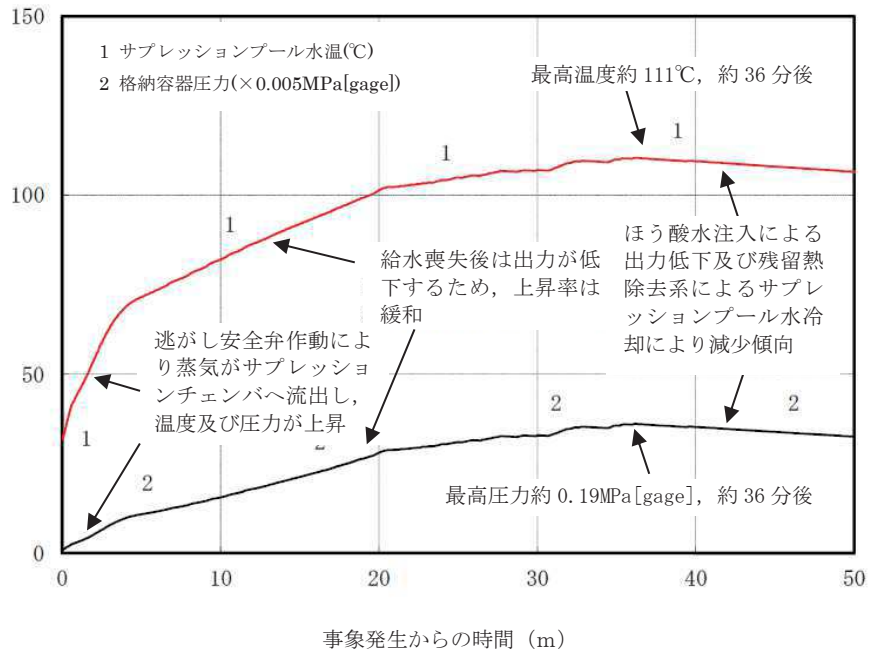


図5 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移

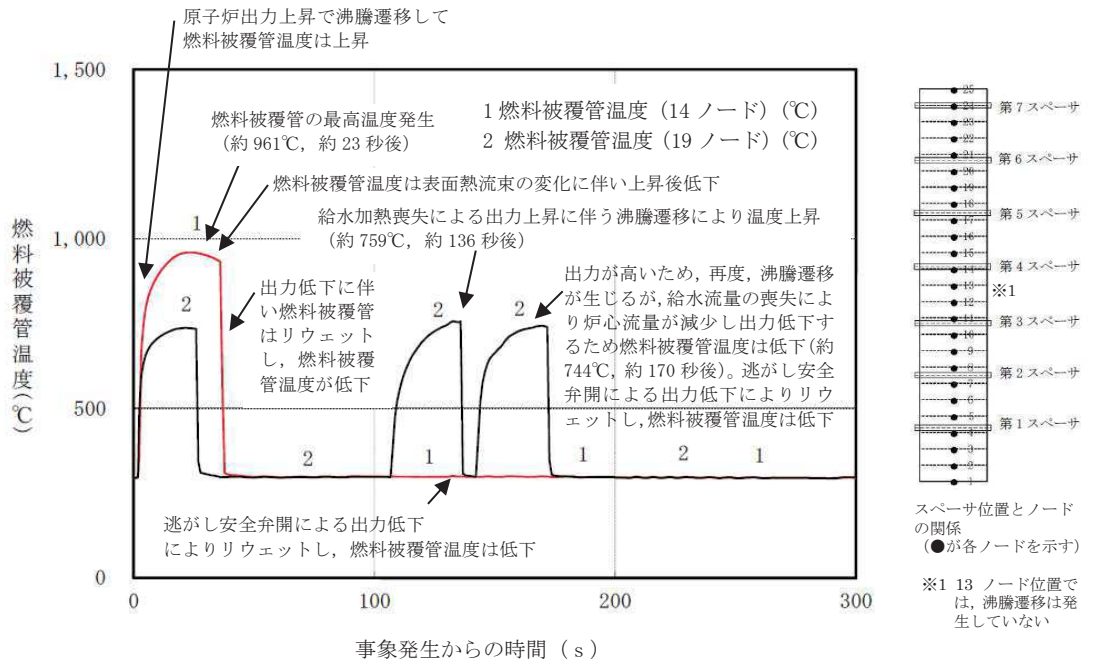


図6 燃料被覆管温度の推移

ほう酸水注入系のほう酸濃度に関する感度解析

有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、ほう酸濃度は、運用値である1200ppmの濃度を得られるボロンがほう酸水貯蔵タンクにあり、タンク液位が高液位の場合における濃度である12.1wt%としている。

ほう酸濃度については、ほう酸水注入後の格納容器圧力及びサプレッションプール水温に影響を与えることが考えられることから、12.1wt%より低濃度側での解析評価を行った。解析評価にあたっては、ほう酸水注入系は工事計画認可申請書における必要ボロン濃度である1000ppmの濃度を得られるボロンを有するものとし、表1に示すとおり、この条件でのほう酸水貯蔵タンクが高液位の場合の濃度である10.3wt%をほう酸濃度の解析条件とした。なお、ほう酸濃度以外の解析条件については今回の申請において示した解析ケース（以下、「ベースケース」という。）と同等である。

解析結果を表2及び図1から図5に示す。サプレッションプール水温49℃到達から10分後（事象発生約11分後）に、ほう酸水が注入されるまではベースケースと変わらない。したがって、事象初期の出力上昇時にピーク値となる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量はベースケースと変わらない。

ほう酸水注入後においては、ほう酸濃度を低くしたことにより、ベースケースと比べてボロン反応度印加割合が小さくなるため、未臨界に至るまでの時間はベースケースと比べ僅かに長くなり、事象発生から約41分後となる。また、格納容器圧力及びサプレッションプール水温は減少に転じるまでの時間が長くなり、ベースケースに比べ高い値となるが、その差は僅かである。

以上のとおり、ほう酸水注入系のほう酸濃度の影響は小さいことを確認した。

表1 解析条件

解析条件	感度解析	ベースケース
ほう酸濃度 (wt%)	10.3	12.1

表2 解析結果

項目	感度解析 (ほう酸濃度 10.3wt%)	ベースケース (ほう酸濃度 12.1wt%)	評価項目
格納容器圧力(MPa[gage])	約 0.21	約 0.19	0.854 MPa[gage] (限界圧力) を 下回る
サプレッションプール水 温 (°C)	約 115	約 113	200°C (限界温度) を下回る

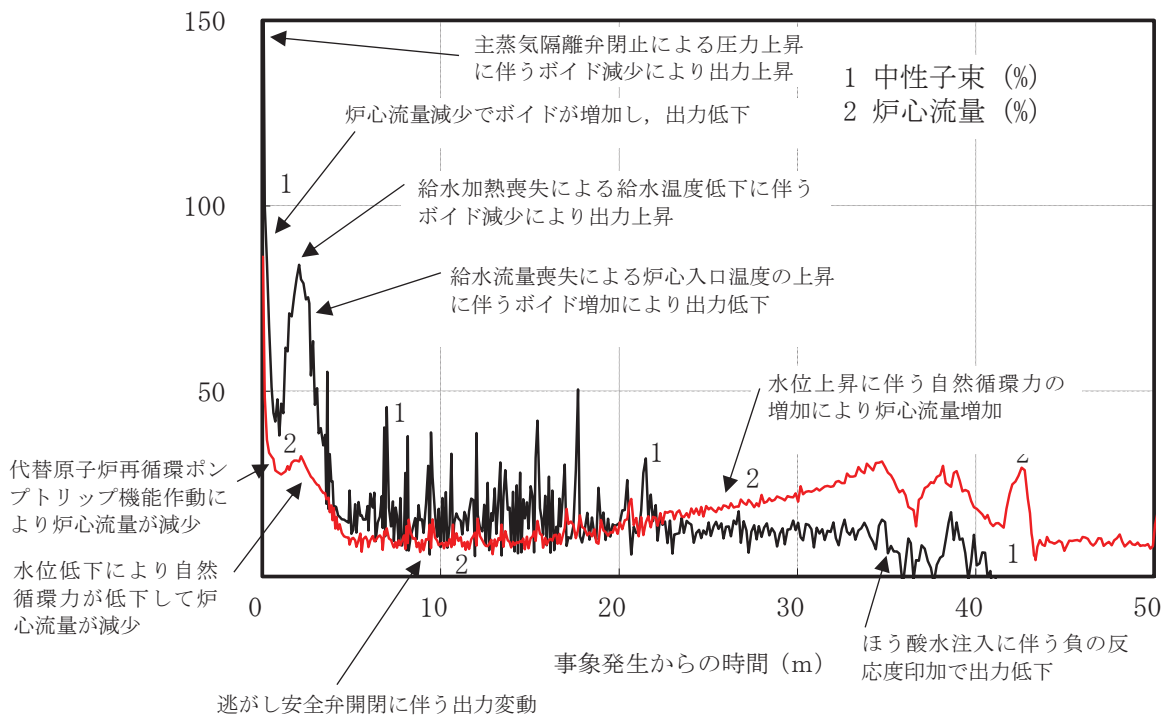


図1 中性子束及び炉心流量の推移

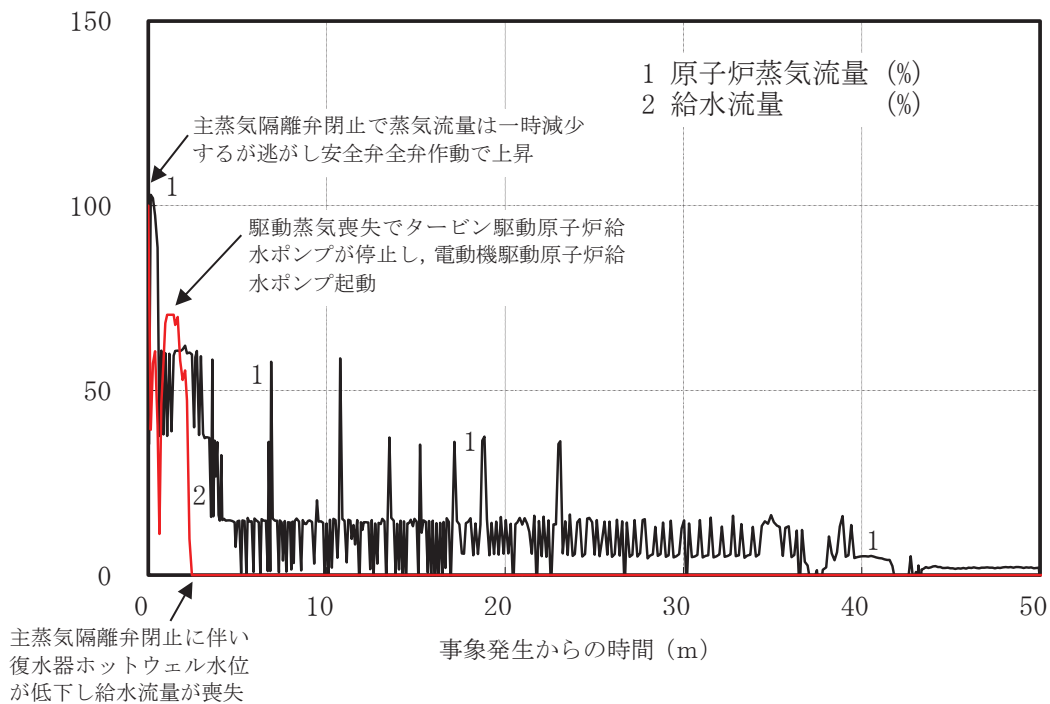


図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移

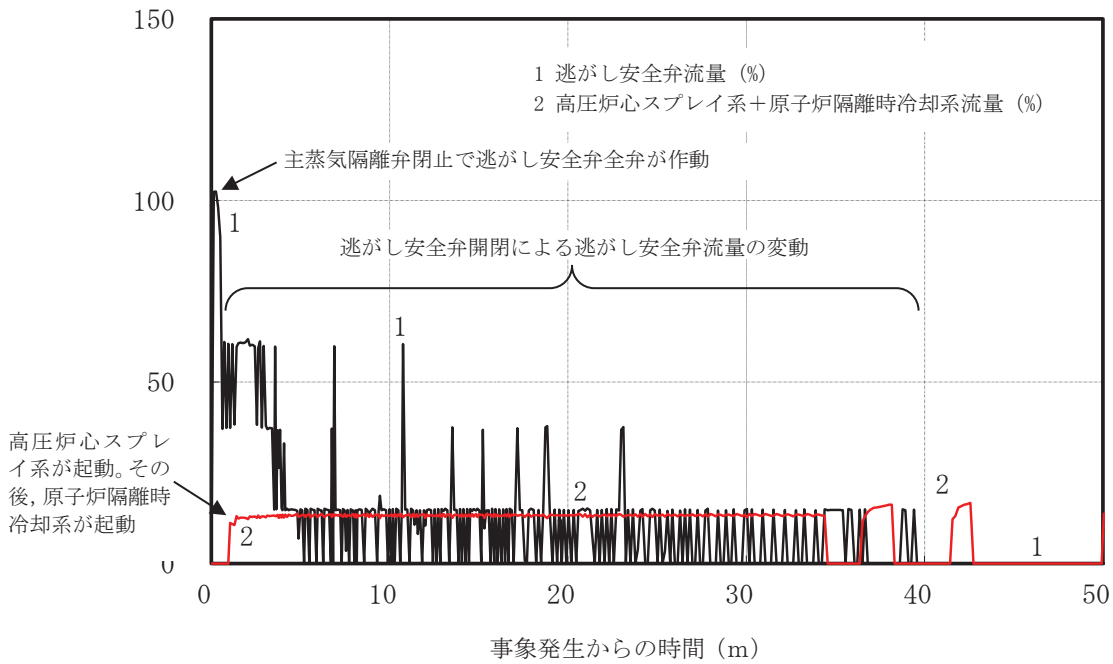


図3 逃がし安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量の推移

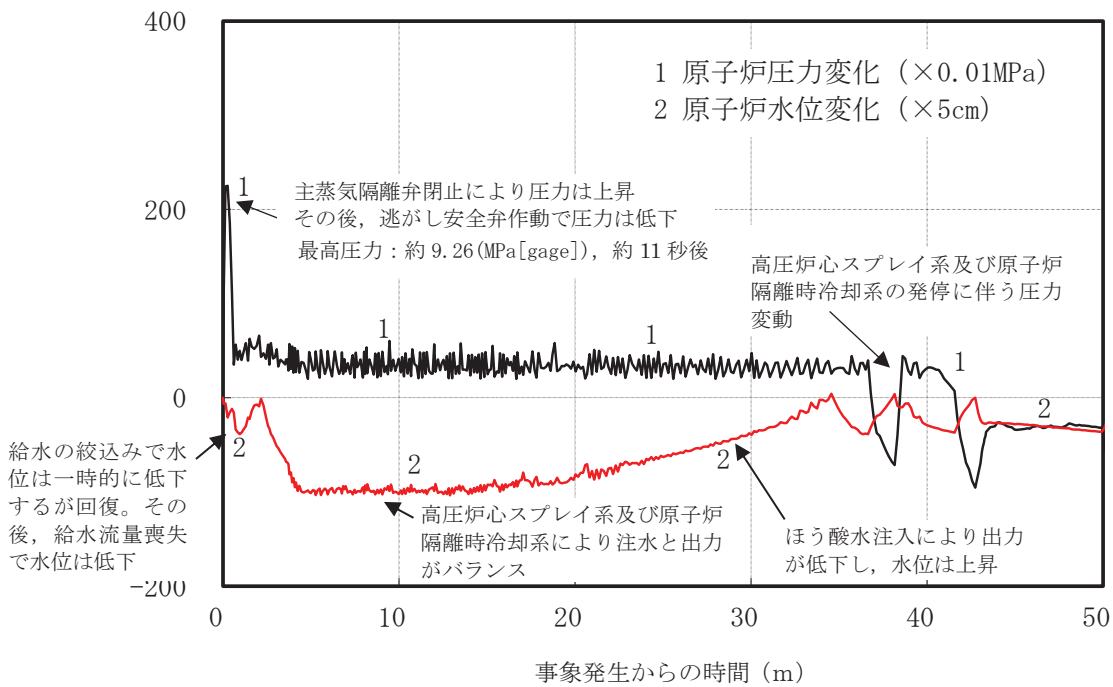


図4 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外）の推移

SLC 起動を手動起動としていることについての整理

1. SLC 起動を自動化する場合と手動起動とする場合の効果の違いに関する整理

原子炉停止機能喪失事象発生時の操作は、非常時操作手順書（徴候ベース）に規定されており、原子炉停止機能喪失事象の確認後にほう酸水注入系（以下、「SLC」という。）起動、原子炉水位低下操作、制御棒手動挿入により反応度を抑制する（同時に実行できない場合は上記の順番で操作する）。なお、ほう酸水注入系については、起動の判断基準に到達した場合に実施することとしている。

SLC については、有効性評価「原子炉停止機能喪失」においてその反応度抑制効果を確認しているが、図 1 に示すとおり、SLC 注入から未臨界に到達するまで約 30 分の時間を要し、その効果はゆっくりとしたものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると仮に自動起動によって速やかに起動しても、運転員によって手動起動しても、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではなく、その効果に大きな違いはない。また、手順書上は原子炉停止機能喪失事象への対応の中で最も優先度の高い操作と位置づけており、訓練においても SLC 起動の判断基準到達から約 2 分での操作実施を確認していることから、運転員の操作についても大きな遅れを伴うものではない。

また、早く出力を抑制することにより、サブレーションプールへの蒸気の流入量を低減し、サブレーションプールの温度上昇を抑制する効果に期待できるが、SLC 起動操作に約 10 分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサブレーションプール水の最高温度は約 113℃であり、ほう酸水の注入が開始される事象発生約 11 分後における水温上昇率は 2℃/分程度であることから、仮に SLC 起動が遅れた場合でも限界温度である 200℃までに余裕がある。このことから、サブレーションプールの温度上昇の抑制の観点でも、手動起動による多少の操作時間遅れは問題とならない。

これらのことから SLC については、手動起動とすることで仮に自動化した場合に比べて時間遅れが生じるとしても、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動化した場合とほぼ同等の対応になっているものと整理できる。

2. SLC の起動を自動化した場合に対する懸念

SLC を手動起動させると、原子炉冷却材浄化系は自動隔離される。これは原子炉冷却材浄化系が運転していると同系統のろ過脱塩器がほう酸を除去してしまい、反応度抑制に支障をきたすためである。この点を現行手順では、SLC 手動起動をトリガーとして直ちに原子炉冷却材浄化系の停止を確認するという、一連の操作・確認手順としている。SLC を自動起動させる場合には、起動を知らせる警報などが原子炉冷却材浄化系隔離確認のトリガーとなると考えられるが、原子炉停止機能喪失事象発生時の慌ただしい状況下で、万一 SLC の自動起動に気づかず、これに原子炉冷却材浄化系の自動隔離失敗が重畳した場合、ほう酸が除去されてしまい、反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。

また、SLC が自動起動した時点で何らかの理由により原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）を超えているような場合には、注入したほう酸水が逃がし安全弁を通じてサプレッションチェンバに排出されてしまい反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。

以上のとおり、SLC の起動は関連する設備やパラメータの状態を認識しながら実施する必要性が高いと考えており、運転員の判断で実施する操作としておくことが望ましいと考える。

3. 結論

1. のとおり、SLC については、手動起動の場合と自動化した場合の効果に大きな違いが現れないこと及び2. のとおり、自動化に際しても懸念が残るため、現状は手動起動としている。

【参考】 SLC 自動起動に関する海外の状況

SLC の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 ABWR の Design Control Document によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

- ・「原子炉圧力高」 + 「SRNM が設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から3分
- ・「原子炉水位低（レベル2）」 + 「SRNM が設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から3分
- ・「手動 ARI/FMCRD run-in 信号」 + 「SRNM が設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から3分

上記の通り、SLCの自動起動には3分の待ち時間が含まれており、運転員の対

応としては手動起動と大きな違いはないものと考える。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

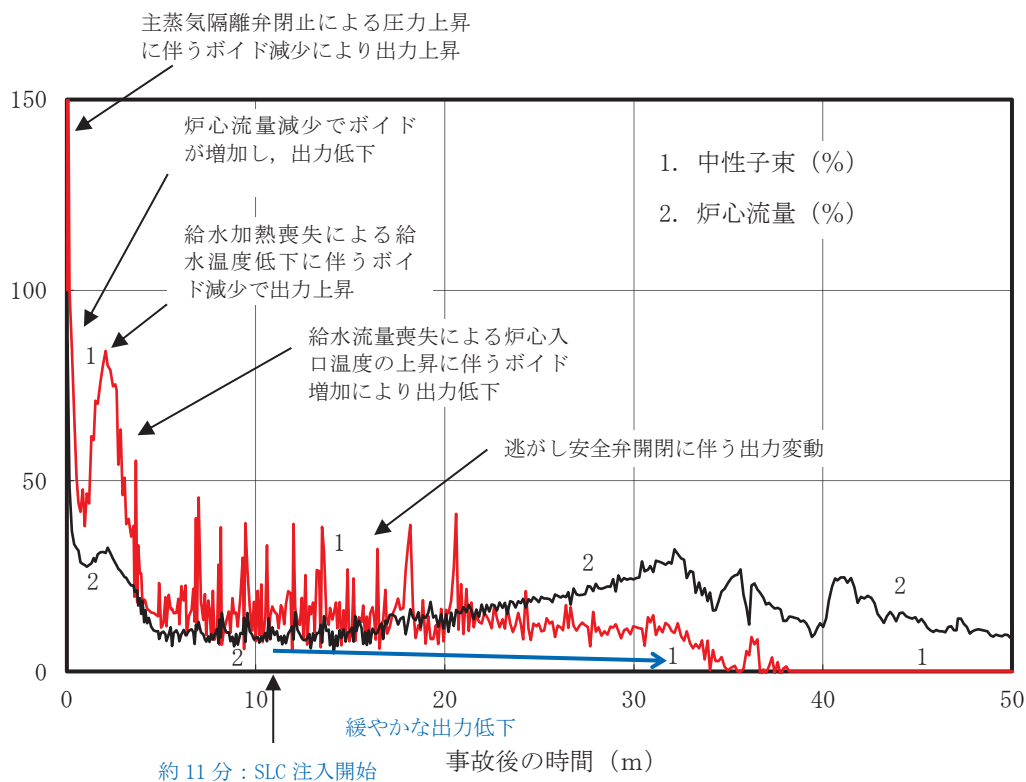


図1 原子炉停止機能喪失事象発生時のSLCによる反応度抑制

7日間における水源、燃料評価結果について
(原子炉停止機能喪失)

1. 水源に関する評価

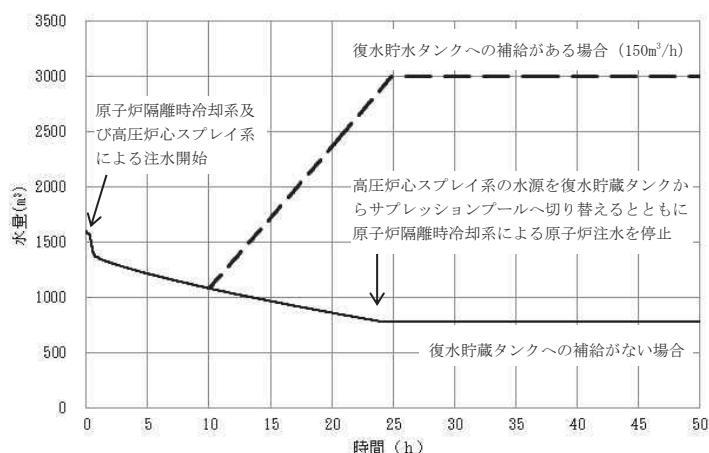
○水源

- ・復水貯蔵タンク水量
: 約 1,192m³

○水使用パターン

- ・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

事象発生以降、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位低(レベル2)の範囲で注水する。



○時間評価 (右上図)

復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため、復水貯蔵タンク水量は減少する。事象発生1日後までに、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水はサプレッションプール水を水源とした注水に切り替えるとともに、内部水源による注水を優先するため、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止する。これにより、事象発生1日後までに復水貯蔵タンク水量の減少は停止する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また、サプレッションプール水を高圧炉心スプレイ系の水源として使用できるようになる事象発生1日後までの対応を考慮すると、復水貯蔵タンクを水源とする期間の対応として合計約820m³必要となる。復水貯蔵タンクで約1,192m³の水を保有することから必要水量を確保可能である。水源をサプレッションプールに切り替えた後は、サプレッションプール水を水源とした原子炉注水を行うことから、7日間の継続実施が可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 原子炉停止機能喪失は2号炉を想定。保守的に全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 事象発生～事象発生2時間 ^{※1} (2h) (A) 1,736L/h×1台×2h=約4kL (B) 1,736L/h×1台×2h=約4kL 事象発生2時間後～事象発生7日間 (166h) (A) 1,322L/h×1台×166h=約220kL (B) 1,139L/h×1台×166h=約190kL 7日間合計 約418kL
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 894L/h×1台×168h=約151kL
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) 188L/h×1台×168h=約32kL
	事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h)	常設代替交流電源設備 2台起動 ^{※2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL
合計		7日間の軽油消費量 約627kL
判定		2号炉の軽油タンク約580kL及びガスタービン発電設備軽油タンク約300kLの容量(合計)は約880kLであり、7日間対応可能

※1 「ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])」信号(事象発生約46秒後)により一部の負荷(タービン発電機関連の機器等)が自動停止するが、評価上は保守的に事象発生2時間後に負荷が自動停止するものと想定。

※2 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋(600kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。なお、ガスタービン発電設備軽油タンクから軽油を抽出する場合にはその時点で常設代替交流電源設備を停止する。

格納容器除熱に関する感度解析

有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、サブプレッションプール水の冷却開始は事象発生20分後からとしている。

仮に、サブプレッションプール水の冷却開始が遅れた場合、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温に影響を与えることが考えられることから、保守的な取扱いとして、格納容器の除熱を考慮しないことを仮定した評価を行った。評価にあたっては、事象発生から50分までの期間を評価期間とし、格納容器除熱の有無以外の解析条件については、今回の申請において示した解析ケース（以下、「ベースケース」という。）と同等である。

解析結果を表2及び図1に示す。ベースケースにおいて格納容器の除熱が開始される事象発生20分後までは、感度解析の結果はベースケースと変わらない。したがって、事象初期の出力上昇時にピーク値となる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量はベースケースと変わらない。

事象発生20分後以降については、格納容器の除熱を行わないことにより、ベースケースと比べて、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温はベースケースに比べ高い値となるが、その差は僅かである。また、サブプレッションプール水温のベースケースとの差は僅かであることから、格納容器の除熱が、高圧炉心スプレイ系の水源のサブプレッションプール側への切り替えに与える影響は小さい。このため、高圧炉心スプレイ系の水源のサブプレッションプール側への切り替えは、ベースケースと同様に、事象発生1日後までに実施することが可能である。

以上のとおり、事象発生から50分までの範囲において、格納容器除熱による影響は小さいことを確認した。

表1 解析条件

解析条件	感度解析	ベースケース
格納容器の除熱	なし	あり

表2 解析結果

項目	感度解析 (格納容器除熱なし)	ベースケース (格納容器除熱あり)	評価項目
格納容器圧力(MPa[gage])	約 0.22	約 0.19	0.854 MPa[gage] (限界圧力) を 下回る
サブプレッションプール水温 (°C)	約 117	約 113	200°C (限界温度) を下回る

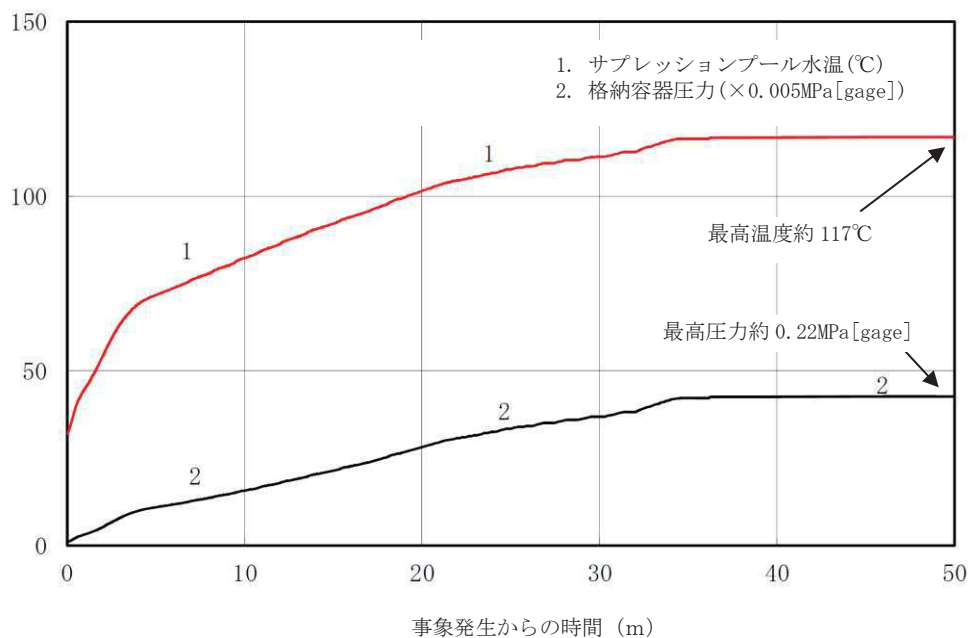


図1 サブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移